

Universidad de Costa Rica
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

**Diseño de un algoritmo de control para recursos
de energía distribuidos con el propósito de
brindar soporte a la tensión de la red de
transmisión**

por

Jorge Andrés García Sáenz
Juan Manuel Víquez Soto
Francisco Jesús Escobar Prado

Ciudad Universitaria Rodrigo Facio

Enero 2021

Reconocimientos

Jorge Andrés García Sáenz

Agradezco a Dios por haberme concedido el don de la vida, por ser mi apoyo, mi luz y mi camino. Por haberme dado la fortaleza para seguir adelante en aquellos momentos de dificultad y permitirme haber llegado hasta aquí. También agradezco a mis padres Luis Alberto y Sylvia Elena que son mi ejemplo de vida y quienes me dieron la oportunidad de estudiar esta carrera y alcanzar la formación profesional que hoy tengo. Finalmente agradezco a nuestro profesor guía Gustavo Valverde, por su esfuerzo y guía y a mis dos compañeros de tesis, de quienes aprendí mucho a lo largo de este proceso y junto con quienes formé un gran equipo de trabajo.

Juan Manuel Víquez Soto

Agradezco en primer lugar a Dios por haberme dado la fuerza, paciencia y energía para concluir este trabajo.

En segundo lugar le doy gracias a mi familia y en especial a mis padres Rosaura Soto y Mario Víquez por haberme dado todos los privilegios y condiciones para tener la mejor preparación académica posible. Por siempre haberme enseñado a ser disciplinado, responsable y buscar mejorar cada día. Por todo el amor y apoyo incondicional que me han dado a lo largo de este proceso.

A todos mis amigos y amigas que estuvieron pendientes de este largo trayecto. En especial, le agradezco a Valeria Emo por haberme acompañado y haber buscado siempre la forma de motivarme cuando más lo necesitaba.

Agradezco a mis dos compañeros de tesis, por la entrega y el sacrificio que han puesto en este trabajo que el día de hoy culmina. Finalmente, al profesor Gustavo Valverde por haber aceptado este reto desde un inicio y además por todo el esfuerzo y dedicación para con nosotros.

Francisco Jesús Escobar Prado

Agradezco a mis compañeros Juan Manuel y Jorge. Tras este trabajo veo en ellos no solo a dos excelentes e incansables colegas, sino también a dos amigos muy cercanos. Agradezco al profesor Gustavo Valverde, quien fue nuestro tutor en el sentido puro de la palabra. Además de guiarnos en el desarrollo de esta tesis, nos inculcó valores indispensables para la investigación: perseverancia,

curiosidad y excelencia. Agradezco al profesor Petros Aristidou, quien nos capacitó para programar las simulaciones de esta tesis. Finalmente, agradezco a mi familia y a mis amigos por su apoyo incondicional.

Índice general

Índice general	III
Índice de figuras	v
Índice de cuadros	VII
Resumen	XI
1 Introducción	1
1.1. Antecedentes	2
1.2. Planteamiento del problema	7
1.3. Objetivos	7
1.4. Alcance	7
1.5. Metodología	8
2 Marco teórico	11
2.1. Redes de transmisión y distribución	11
2.2. Flujo de potencia	13
2.3. Estabilidad de tensión	16
2.4. Generadores y su relación con la tensión	26
2.5. Cargas	33
2.6. Herramientas de simulación	39
3 Modelado de los DERs y las cargas flexibles	45
3.1. DER	45
3.2. Unidades de AC convencionales y con inversor	48
3.3. Calentadores eléctricos de agua	50
3.4. Resultados	51
4 Construcción del sistema de prueba	53
4.1. Ejemplos de redes base	53
4.2. Metodología	56
4.3. Validación con un caso de estudio	62
4.4. Construcción de un sistema inestable	70

5	Diseño y validación de los controladores distribuidos	73
5.1.	Control de los DERs	73
5.2.	Control de las unidades de AC con inversor	77
5.3.	Control de los calentadores eléctricos de agua	79
5.4.	Resultados	80
6	Diseño y validación del controlador coordinador	89
6.1.	Esquema de coordinación	89
6.2.	Resultados	93
7	Conclusiones y recomendaciones	111
7.1.	Conclusiones	111
7.2.	Recomendaciones	112
	Referencias	113
	Publicaciones	119

Índice de figuras

1.1. Bloques de trabajo de la metodología	9
2.1. Sistema eléctrico simple	12
2.2. Intercambio de potencia en cargas pasivas	15
2.3. Flujo de potencia en una línea individual	15
2.4. Flujo de potencia en dos líneas en paralelo	16
2.5. Representación simplificada del sistema de potencia	19
2.6. Potencia, tensión y corriente en función de la resistencia de carga .	20
2.7. Soluciones de (2.6) en el plano PQ	21
2.8. Tensión V en función de las potencias P y Q	22
2.9. Curvas PV para varios factores de potencia	22
2.10. Compensación por medio de capacitores	25
2.11. Diagrama unifilar para analizar el efecto del LTC	25
2.12. Modelo genérico de un AVR	30
2.13. Principales modos de control de tensión	33
2.14. Modelo de sistemas de calefacción o de aire acondicionado	36
2.15. Diagrama unifilar para el análisis del NLI	41
3.1. Diagrama de bloques del modelo DER_D propuesto	46
3.2. Curvas utilizadas en el modelo propuesto del DER_D	47
3.3. Controlador interno de las unidades de AC con inversor	49
3.4. Modelo del EWH y sus zonas de temperatura	50
3.5. Verificación del modelo del EWH	52
4.1. Ejemplo de red base de AT	54
4.2. Ejemplo de red base de MT	55
4.3. Ejemplo de red base de BT	56
4.4. Distribución de las tensiones iniciales en las redes de BT	64
4.5. Curvas LVRT y HVRT utilizadas por las unidades PV	65
4.6. Potencia activa consumida por diez unidades de AC	65
4.7. Temperaturas controladas por diez unidades de AC	66
4.8. Tensiones de la red de transmisión tras una perturbación	67
4.9. Tensiones medidas por las unidades PV tras la perturbación	68
4.10. Detalle de las tensiones medidas por las unidades PV	68
4.11. Potencia activa generada por las unidades PV tras la perturbación	69

4.12. Potencia reactiva generada por las unidades PV tras la perturbación	69
4.13. Sistema de AT, MT y BT limitado por estabilidad de tensión . . .	70
5.1. Modos de control de potencia activa de los ACs con inversor	74
5.2. Funciones definidas a trozos para t_{sample} y ρ	75
5.3. Rangos de consumo e inyección de potencia activa	76
5.4. Modos de control de potencia activa de los ACs con inversor	77
5.5. Modos de control del EHW	80
5.6. Respuesta de los EWHs ante señales del coordinador	82
5.7. Respuesta de los ACs con inversor ante señales del coordinador . .	84
5.8. Potencias activas y reactivas en la red de baja tensión	85
5.9. Tensiones en las barras de la red de baja tensión	86
5.10. Plano VQ de los DERs	87
6.1. Interacción entre el sistema de potencia y el coordinador	90
6.2. Árbol de decisión para determinar el valor de Σ	91
6.3. Ejemplificación del bloqueo de señal	92
6.4. Sistema de AT, MT y BT limitado por estabilidad de tensión . . .	94
6.5. Resultados del caso 1	95
6.6. Resultados del caso 1 (continuación)	96
6.7. Resultados del caso 1 después de la reconexión	99
6.8. Resultados del caso 1 después de la reconexión (continuación) . . .	100
6.9. Resultados del caso 2	101
6.10. Resultados del caso 2 (continuación)	102
6.11. Resultados del caso 3	104
6.12. Resultados del caso 3 (continuación)	105
6.13. Resultados del caso 4	107
6.14. Resultados del caso 4 (continuación)	108

Índice de cuadros

2.1. Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia.	16
4.1. Ubicación final de DERs y cargas.	63
5.1. Valores utilizados para Q_{factor} de acuerdo a Σ_Q y Σ_P	79

Abreviaturas

AC	Aire acondicionado
AT	Alta tensión
AVR	Regulador automático de tensión, del inglés Automatic Voltage Regulator
BESS	Sistema de almacenamiento de energía con baterías, del inglés Battery Energy Storage System
BT	Baja tensión
DER	Recurso de energía distribuido, del inglés Distributed Energy Resource
DSO	Operador del sistema de distribución, del inglés Distribution System Operator
EWB	Calentador de agua eléctrico, del inglés Electric Water Heater
FL	Carga flexible, del inglés Flexible Load
FRT	Curva de permanencia ante perturbación de frecuencia, del inglés Frequency Ride-Through
LIVES	Identificación local de situaciones de emergencia por tensión, del inglés Local Identification of Voltage Emergency Situations
LTC	Cambiadores de tomas bajo carga, del inglés Load Tap Changer
MT	Media tensión
NLI	Nuevo indicador LIVES, del inglés New LIVES Indicator
OEL	Limitador de sobre-excitación, del inglés Overexcitation Limiter
PSS	Estabilizador del sistema de potencia, del inglés Power System Stabilizer
PV	Panel fotovoltaico, del inglés Photovoltaic
SOC	Estado de carga, del inglés State Of Charge

TCL	Carga controlada termostáticamente, del inglés Thermostatically Controlled Load
TSO	Operador del sistema de transmisión, del inglés Transmission System Operator
VRT	Curva de permanencia ante perturbación de tensión, del inglés Voltage Ride-Through

Resumen

Este documento presenta la propuesta del diseño de un algoritmo de control para recursos de energía distribuidos (DERs) cuyo propósito es brindar soporte a la tensión de la red de transmisión. Los DERs considerados para este proyecto son: aires acondicionados con inversor, calentadores de agua eléctricos, sistemas fotovoltaicos y baterías. Para cada DER se propone un modelo especialmente diseñado para el análisis en sistemas de potencia. Además, cada unidad cuenta con un controlador individual que recibe solicitudes de soporte y con base en estas, modifica en caso de ser posible, su potencia activa y/o reactiva de salida.

Como parte de este trabajo, se diseña también una herramienta que es capaz de generar modelos de prueba de sistemas de potencia a partir de redes ya existentes, al mismo tiempo que permite incluir los modelos de los DERs previamente propuestos. Con esta herramienta se genera un sistema de prueba con los niveles de alta, media y baja tensión, el cual es usado para evaluar el algoritmo de control desarrollado y el funcionamiento de los modelos de DERs propuestos.

Para la detección de inestabilidad de tensión en el sistema de potencia, se utiliza el indicador NLI (New LIVES Indicador). Este indicador se basa en mediciones de potencia activa y conductancia en puntos críticos del sistema y puede ser usado para alertar con cierta anticipación, posibles colapsos del sistema.

El algoritmo de control propuesto para el coordinador central, está basado en un árbol de decisiones, el cual evalúa el valor del NLI así como el de las corrientes de campo de los generadores de gran escala conectados a transmisión, y con base en ellos, determina el nivel de emergencia en el sistema. Entre mayor sea la emergencia detectada mayor soporte será solicitado a los recursos distribuidos. Una gran particularidad de este controlador central es que no cuenta con conocimiento alguno de la cantidad de soporte disponible a nivel de distribución. Además, la información viaja de forma unidireccional, desde el controlador central a los controladores individuales.

Los resultados obtenidos muestran que el controlador puede, para ciertos niveles de penetración y disponibilidad de DERs y FLs, evitar un colapso de tensión. El coordinador es puesto a prueba en tres casos distintos: la salida de una línea de transmisión (producto de un cortocircuito), la salida de un generador y, finalmente, una reducción en potencia reactiva (producto de la salida de un banco de capacitores). Las simulaciones también demuestran que

un modelo detallado de la red con todos los DERs y FLs es necesario, pues este modelo predice colapsos de tensión cuando un modelo agregado no lo hace.

En cuanto al documento, este se organiza de la siguiente manera: el capítulo 1 incluye los antecedentes de esta investigación, se plantea el problema por resolver, se establecen los objetivos generales y específicos del trabajo, así como las limitaciones del mismo y finalmente se presenta la metodología a seguir a lo largo de la investigación. El capítulo 2 presenta la base teórica que sustenta este documento. El capítulo 3 incluye los modelos propuestos para los DERs utilizados en este proyecto. El capítulo 4 presenta la herramienta diseñada para la generación de modelos de sistemas de prueba. El capítulo 5 explica los controladores individuales propuestos para cada DER. El capítulo 6 muestra el diseño del controlador central así como las 4 simulaciones propuestas que validan su funcionamiento Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones de la investigación y recomendaciones para futuros trabajos.

Capítulo 1

Introducción

Las últimas décadas han visto un desarrollo de tecnologías que aprovechan fuentes de energía no convencionales, como la solar y la eólica. Este desarrollo tecnológico se ha traducido, a su vez, en una reducción de los costos de generación. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (Mueller, 2016), solo entre los años 2008 y 2015, el costo promedio de la generación eólica se redujo un 35 %, mientras que el de la generación solar fotovoltaica se redujo un 80 %. Esta reducción de costos ha motivado una implementación masiva de estas tecnologías. En el 2017, por ejemplo, la capacidad fotovoltaica instalada alrededor del mundo era de aproximadamente 402.5 GW (Masson y Kaizuka, 2018).

Esta implementación vino a modificar el esquema convencional del sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía sigue un flujo unidireccional desde los grandes generadores hasta las cargas. En el nuevo esquema, la gran mayoría de generación fotovoltaica y eólica no es necesariamente instalada en grandes centrales conectadas al sistema de transmisión, sino directamente en los sistemas de distribución junto a las cargas. Como muestra de esto, se estima que en Alemania cerca del 98 % de la capacidad fotovoltaica es instalada en sistemas de media y baja tensión (Pérez, 2016).

Debido a esta masiva implementación de generación distribuida, los sistemas eléctricos de potencia experimentan nuevos retos. Por esto, desde hace más de dos décadas, la generación distribuida (GD) comenzó a generar interés en los operadores, reguladores y todos los entes relacionados a los sistemas eléctricos de potencia. La integración de la GD tiene como principal reto una renovación o reestructuración en los esquemas actuales en los que se maneja la energía en los sistemas de potencia. Como se dijo anteriormente, la GD traslada la generación a las zonas de carga, brindando ciertos beneficios como una reducción de costos en cuanto al transporte de energía se refiere (Lopes et al., 2007). Sin embargo, hace necesaria una adaptación del sistema a las nuevas condiciones, como la inversión de flujos de potencia en la interfaz entre los sistemas de transmisión y distribución, la aparición de flujos de potencia adicionales del sistema de distribución al de transmisión, así como nuevos retos en la estabilidad de frecuencia y tensión (Appen et al., 2013).

Como se puede ver, estos cambios han obligado a transformar el antiguo sistema pasivo de distribución, a uno con mayor dinamismo y por ende más activo. Ha surgido el concepto de recursos de energía distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés), los cuales son definidos como cualquier recurso ubicado en el sistema de distribución, que es capaz de proveer servicios de electricidad. Estos abarcan vehículos eléctricos, aires acondicionados, refrigeradores, almacenamiento térmico en edificios, baterías eléctricas, demanda flexible y generación distribuida (Pérez y Knittel, 2016). Como se puede notar, muchos de estos elementos existían incluso antes de que sus implicaciones globales en la industria eléctrica fueran un tema relevante de conversación. Sin embargo, con el objetivo de reducir los nuevos costos originados en el sistema, las estrategias activas de manejo de red han demostrado su verdadera valía.

Los servicios de los DERs no se restringen al sistema de distribución, al cual están conectados, sino que también pueden tener un efecto sobre transmisión. Esto hace que la separación que ha existido históricamente entre ambos sistemas deba ser reconsiderada. Además, obliga a mejorar la coordinación entre los operadores, pues se podrían producir conflictos cuando las acciones de los DERs mitigan un problema en alguno de los sistemas al mismo tiempo que crean un problema en el otro (Pérez y Knittel, 2016).

1.1. Antecedentes

Como se indicó anteriormente, la alta penetración de los DERs en los sistemas de distribución podría generar problemas técnicos —aunque también oportunidades— tanto en distribución como en transmisión. Estos problemas técnicos están relacionados a estabilización de tensión y el congestionamiento de la red, por ejemplo. En Heleno et al. (2015) se estima la flexibilidad de potencia activa y reactiva en los límites de transmisión y distribución considerando la flexibilidad disponible a nivel de distribución. Básicamente se propone un algoritmo que estima el rango de flexibilidad en cada barra de cada subestación primaria por las próximas horas (horizonte de tiempo, definido por un pronóstico de datos) con el objetivo de brindar al TSO (operador de la red de transmisión) información técnica sobre la flexibilidad factible en cada red de distribución.

Por otro lado, un esquema donde el operador de la red de distribución (DSO) provee al operador de la red de transmisión con potencia reactiva controlable es propuesto en Kaempf et al. (2014). Esta potencia reactiva controlable proviene de los DERs y cambiando las tomas de los transformadores. Este artículo además analiza el potencial de los recursos eólicos y fotovoltaicos como recursos provisos de potencia reactiva, tomando como caso de estudio una red de transmisión-distribución en Alemania.

Un aporte adicional al artículo anterior se presenta en Barth et al. (2013) donde se realiza además un análisis económico. Este análisis económico es comparado con la provisión de potencia reactiva desde distribución a transmisión pero utilizando recursos convencionales: compensadores síncronos estáticos (STATCOM), compensadores estáticos Var (SVC) y condensadores síncronos.

La estabilización de tensión a largo plazo en transmisión y distribución ha sido estudiada desde hace muchísimos años para estimar el margen de carga que el sistema puede soportar. Sin embargo, este estudio en transmisión se ha realizado suponiendo las cargas como un agregado, mientras que a nivel de distribución se considera que la barra de transmisión es una barra de potencia infinita. Estas simplificaciones generan grandes desviaciones en los márgenes de carga del sistema; por esto, en Singhal y Ajarapu (2017) se presenta un análisis de estabilización de tensión integrando los sistemas de distribución y transmisión, lo cual permite una estimación más precisa del margen de carga real del sistema.

Como se puede ver, la relevancia que tienen los DERs para los sistemas de potencia ha llegado a alcanzar niveles significativos. Es por esta razón que hoy en día se han desarrollado estándares a nivel mundial para regular el impacto que pueden tener sobre los sistemas y así evitar que ocasionen perjuicios. Uno de estos estándares y quizá el más importante en occidente es el IEEE-1547. Este se creó en el 2003 y se enfoca en las especificaciones técnicas para la interconexión de los DERs y sus pruebas. Este estándar abarca aspectos que van desde estabilidad en frecuencia, hasta estabilidad en tensión. Dado que al inicio no se visualizaba una penetración tan alta, ha sufrido modificaciones en aspectos que se han convertido críticos conforme se alcanzan mayores niveles de penetración. La versión actual es la del 2018 e incluye nuevas funciones que le permiten a los DERs tener una participación activa en la regulación de tensión, así como el establecimiento de tiempos mínimos de permanencia ante eventos anormales para garantizar la estabilidad de frecuencia y tensión (IEEE, 2018).

Todo esto permite mostrar que actualmente se reconoce la importancia y la funcionalidad que podrían tener los DERs en la conservación de la estabilidad de los sistemas y específicamente para los intereses de este trabajo, la estabilidad de tensión. Por esta razón se han realizado investigaciones con el objetivo de coordinar de una mejor forma estos dispositivos, haciendo uso de las nuevas funciones. Como se dijo, en un inicio estos dispositivos tenían una participación pasiva, es decir, sólo trabajan a factor de potencia constante. Es por esta razón que en investigaciones más antiguas autores como Keane et al. (2011) buscaban la forma de maximizar la potencia reactiva que generadores distribuidos inyectaban en la red para mejorar su perfil de tensión y permitir también una mayor integración de estos dispositivos. Con esta optimización pretendían encontrar los factores de potencia a los que debían operar cada uno de los generadores.

En cuanto a la participación más activa, que es lo que se pretende realizar, Rogers et al. plantean un controlador de potencia reactiva que va desde transmisión hasta el usuario final. En este se tiene un controlador central a nivel de transmisión que está identificando continuamente problemas de tensión en dicha red. Cuando encuentra alguno, realiza una optimización para determinar el reactivo a inyectar en las barras de transmisión con mayor sensibilidad y así mejorar los perfiles de tensión. Para lograr el efecto que se requiere en estas barras, delega funciones a través de una cadena jerárquica que va desde un controlador por sistema de distribución hasta llegar finalmente a los dispositivos individuales, como paneles fotovoltaicos, que son los que en última instancia

deben ajustar su reactivo (Rogers et al., 2010).

Un trabajo muy similar al anterior es el que realizan Abessi et al. (2016). Ellos proponen un algoritmo de control muy parecido pero aplicado directamente a cada sistema de distribución individual. En esta propuesta, cada sistema de distribución es dividido en subsistemas y lo que proponía Rogers a nivel de transmisión, Abessi lo propone directamente a cada uno de estos subsistemas. Es decir, la optimización determina el reactivo que debe consumir o inyectar cada uno de los DERs para lograr mejorar los perfiles de tensión de distribución.

Algo a destacar en el trabajo de Rogers es que está muy aplicado al sistema de transmisión, lo cual es de fundamental interés para el trabajo que se desea realizar. Sin embargo, no detalla mucho el esquema a seguir en distribución, al cual también se desea integrar. Por su parte, Abessi deja de lado la parte de transmisión y se enfoca en distribución, proponiendo un algoritmo que gracias a la división en subsistemas lograr reducir los requerimientos en los sistemas de comunicaciones. Sin embargo aún así requiere de un intercambio bidireccional de datos y considerando altos niveles de penetración esto puede llegar a ser complicado. Estos dos artículos tienen en común que usan sistemas de prueba para la simulación, así como también que no modelan los DERs, simplemente trabajan con inyecciones de reactivo.

Como es notable, en las investigaciones citadas se han realizado diversos estudios para lograr un mejor aprovechamiento de los DERs. Sin embargo estas no han logrado integrar en un solo trabajo, un estudio que abarque desde el modelado de la red de transmisión, hasta la red de distribución en baja tensión. Considerando al mismo tiempo el modelado de dispositivos como paneles fotovoltaicos, así como respuesta de demanda a través de cargas flexibles, por ejemplo las termostáticas.

Una investigación importante en esta dirección es la de Aristidou et al. (2017). En ella, se pone de manifiesto la situación comentada anteriormente, donde una acción correctiva en el sistema de distribución puede acabar en un problema mayor en el sistema de transmisión. En este caso, se muestra que al intentar restaurar la tensión en la red de distribución luego de una perturbación en transmisión, se podría terminar causando el colapso del sistema. Ello se debe a que los recursos distribuidos recuperan los niveles previos de tensión y, con ello, de carga, pero el sistema de transmisión sigue estando debilitado; más técnicamente, se dice que su región estable se redujo. Para solucionar esta situación, se propone un controlador que aproveche la sensibilidad de las cargas a la tensión, lo que permite que una reducción en la tensión implique una reducción de las potencias, favoreciendo así la estabilidad del sistema. Vale la pena destacar que en esta investigación el controlador requiere de intercambio bidireccional de información. Finalmente, un aspecto muy distintivo con respecto a otras investigaciones es que se hace un modelado mayor de las redes, pues se incluye desde transmisión hasta distribución, eso sí, excluyendo las redes de baja tensión.

Un problema de la alta penetración de DERs es la complejidad que adquieren los sistemas de comunicación requeridos para su control. Considerar intercambios bidireccionales de información entre un controlador centralizado y cada DER

conectado hace que el manejo de datos sea sumamente complejo, al mismo tiempo que establece altas exigencias en los sistemas de comunicación. Es posible, sin embargo, simplificar la comunicación y mantener al mismo tiempo la eficacia del control, como sucede en la investigación de Valverde et al. (2019). En ella, se propone un controlador de tensión para sistemas fotovoltaicos conectados en baja tensión. Este controlador está monitoreando la interconexión HT/MT y, con base en esta, envía señales a los sistemas fotovoltaicos para que modifiquen su potencia reactiva, generando así un efecto neto en dicha interconexión. La ventaja desde el punto de vista de comunicación es que la información fluye en una sola dirección, pues se le da la libertad a cada sistema fotovoltaico para que reaccione según sus condiciones locales.

De la propuesta anterior se puede notar que en un esquema como este podrán existir DERs que debido a sus condiciones locales realizan caso omiso al llamado del coordinador central. Sin embargo, esto no sería un problema, pues el principio de funcionamiento de un controlador como este está basado en que la penetración es tan alta que siempre existirá una cantidad de dispositivos actuando para generar un efecto neto deseado.

En cuanto al modelado de cargas flexibles, como por ejemplo calefacción, aire acondicionado y calentadores, existen en la literatura múltiples propuestas. Una recopilación de modelos que representan estos sistemas fue llevada a cabo por Weber (2017). Aunque dicha publicación simula los modelos en MATLAB, estos son de fácil integración con programas especializados en el análisis de sistemas de potencia. En particular, se pueden integrar con el programa RAMSES (Aristidou et al., 2013), lo cual permite realizar simulaciones de respuesta en demanda.

Aunque los modelos físicos de las cargas y los DERs abundan, rara vez se les ha integrado con ese detalle en el análisis del sistema de potencia. Normalmente se les considera como cargas o generadores «agregados» en una de las barras de transmisión o, como mucho, en las de subtransmisión, lo cual ignora su ubicación en la red y, por tanto, ya no modela realmente un recurso distribuido. Este es el enfoque de obras clásicas, como la de Stevenson et al. (1994), en la que los flujos de potencia se enfocan en la red de transmisión, e incluso en obras sobre estabilidad transitoria, como la de Pavella y Murthy (1994). Estas simplificaciones no se han debido, desde luego, a limitaciones teóricas, sino numéricas; como bien lo indican Arrillaga y Harker (1983) en su texto sobre simulación de sistemas de potencia, la solución de un sistema grande que solo contempla la red de transmisión puede involucrar cientos de barras, mientras que si contempla también la subtransmisión este número puede aumentar varios órdenes de magnitud. Las simplificaciones también se han debido a que los generadores síncronos fueron por cierto tiempo los elementos más importantes en la estabilidad de tensión, así que se invertían los recursos computacionales en simular sus reguladores automáticos de tensión.

Un texto que sí emprende una simulación más completa es el de Kundur et al. (1994); no solo reconoce la importancia del generador síncrono, sino que también enfatiza las características de las cargas, cambiadores de tomas de los transformadores, elementos de compensación e, incluso, cargas a baja tensión. Además, el texto ejemplifica el comportamiento de las cargas termostáticas

durante una caída de tensión (de sumo interés para el presente trabajo). Aun así, el modelo sigue sin detallar la ubicación distribuida de generadores y cargas. En otros textos —como Taylor (1994) y Van Cutsem y Vournas (2007)— también se reconoce la importancia de modelar las redes de subtransmisión, pero, de nuevo, no se modelan los DERs.

La solución simultánea de todos los niveles de tensión no se volvió factible sino hasta la última década, y para ello fueron necesarias ciertas formalizaciones matemáticas importantes. Una de las primeras fue la de Aristidou y Van Cutsem (2013), que se centra en modelos dinámicos. Su propuesta es distinguir entre las redes de distribución activas, que tienen un efecto alto sobre la dinámica del sistema de potencia y, por ello, se representan en detalle, y las redes latentes, cuyo efecto es leve y, por ello, se sustituyen por cargas y generadores concentrados. Otra formalización apareció después en Sun et al. (2015), que se centra, en cambio, en el régimen permanente. La publicación propone resolver un flujo de potencia para la red de transmisión y uno para cada red de distribución: el sistema de transmisión se considera como el maestro, así que su flujo de potencia se resuelve con prioridad; las redes de distribución, por otro lado, se consideran esclavas, pero aun así se les resuelve por completo. Ello tiene la ventaja de que cada flujo de potencia puede resolverse con el algoritmo que mejor se ajuste a los elementos conectados a la red respectiva. Aunque tal estrategia ya había sido implementada en la literatura, esta publicación establece ciertas condiciones en las barras de frontera (que conectan transmisión con distribución) que mejoran la exactitud del modelo.

Estas dos publicaciones, y las que siguieron, sentaron las bases teóricas para simular transmisión y distribución tanto a corto como largo plazo. Sin embargo, prevaleció la dificultad práctica de encontrar sistemas de prueba en los cuales aplicar esos métodos teóricos; además, no se trata de una dificultad trivial, pues normalmente las empresas de transmisión ignoran las redes que se conectan a ella y, similarmente, las empresas de distribución ignoran los detalles de la red que las alimenta. Una solución es la plataforma TDNetGen, desarrollada por Pilatte et al. (2019) y que genera sistemas de prueba de transmisión y distribución personalizados; es decir, el usuario es capaz de elegir parámetros como el tamaño del sistema y el nivel de penetración de DERs.

El nivel de detalle que se ha alcanzado ha dado lugar a las llamadas herramientas de cosimulación. Un ejemplo de ellas es la IGMS (Palminier et al., 2017). Por un lado, simula las redes de transmisión y distribución hasta el punto de modelar físicamente los DERs; por el otro, modela y simula el mercado eléctrico, con lo cual se puede encontrar el efecto de las cargas que son dependientes del precio de la energía eléctrica. Estas herramientas han aliviado la pesada tarea de simulación, por lo cual han catalizado también la investigación en estabilidad de sistemas de potencia.

1.2. Planteamiento del problema

Los incrementos en la demanda han llevado a las redes de transmisión a operar cada vez más cerca de sus límites de cargabilidad, lo cual genera problemas de estabilidad de tensión y exige entonces soluciones que garanticen una operación segura y estable. Por otro lado, el alto grado de penetración de los DERs podría representar ya sea un inconveniente para las redes o, si son controlados de forma adecuada, una solución.

El problema que esta investigación busca resolver es entonces el de diseñar un algoritmo de control para los DERs y cargas flexibles (FLs) con el propósito de brindar soporte a la tensión de la red de transmisión y garantizar así su operación estable. Todo esto al mismo tiempo que se asegura también un correcto desempeño de la red de distribución. El principal desafío de este algoritmo es que el ente coordinador tiene una comunicación unidireccional con los DERs y FLs. Esto quiere decir que el coordinador no tiene conocimiento alguno de las condiciones locales en las que se encuentran los DERs y FLs localizados en las redes de baja tensión.

1.3. Objetivos

Objetivo general

Diseñar un algoritmo que controle los recursos de energía distribuidos para brindar soporte a la tensión de la red de transmisión.

Objetivos específicos

1. Diseñar un controlador coordinador que determine, a partir de variables que se pueden medir en una subestación, la medida en que debe solicitar potencia activa y reactiva a los DERs para mantener la estabilidad de tensión.
2. Diseñar un controlador local para cada recurso distribuido, de modo que se satisfagan los requerimientos de la red de transmisión y, al mismo tiempo, se respeten los límites de tensión en distribución, los valores nominales de cada recurso y los ajustes establecidos por el usuario final de cada DER.
3. Modelar un sistema eléctrico que incluya las redes de alta, media y baja tensión.
4. Implementar algoritmos de control en el modelo de la red obtenido.
5. Validar los algoritmos de control por medio de simulaciones.

1.4. Alcance

La investigación considera la estabilidad de tensión tal y como la definen Kundur et al. (2004). Así, el objetivo del coordinador es que la tensión en

régimen permanente de todas las barras se mantenga cercana a su valor nominal incluso después de una perturbación. Se busca garantizar dicha estabilidad tanto en el corto como en el largo plazo. Dado que se trata de un estudio de estabilidad, se considera un sistema balanceado. Así, solamente se consideran las impedancias de secuencia positiva de la red y de las máquinas.

Los DERs considerados son los paneles fotovoltaicos y las baterías. Por otro lado, las FLs tomadas en cuenta son los calentadores eléctricos de agua y los aire acondicionados con inversor. Si bien se utilizan modelos ya existentes en la literatura, los esquemas de control son nuevos. También se modelan motores de inducción y cargas dependientes de la tensión.

Los esquemas de control son validados en un sistema de prueba realista y caracterizado por una alta penetración de DERs, pero que no corresponde a un sistema real. Por la naturaleza dinámica del problema de la estabilidad, las simulaciones se llevan a cabo en el dominio del tiempo y toman en cuenta asimismo las características dinámicas de todas las partes del sistema eléctrico que juegan un papel importante en dicho fenómeno.

1.5. Metodología

La investigación se divide en tres bloques, representados esquemáticamente en la figura 1.1. El primer bloque de trabajo consiste en el modelado dinámico de los DERs y FLs. Los modelos propuestos son los siguientes: calentadores eléctricos de agua, sistemas de aire acondicionado convencionales y con inversor, paneles fotovoltaicos y baterías. Este bloque fue desarrollado por el primer autor.

El segundo bloque consiste en la construcción del sistema de prueba. Para ello, se utilizan sistemas existentes para alta, media y baja tensión, que se conectan de forma tal que los flujos de potencia coincidan en las interfaces de los tres niveles de tensión. Una vez que se ha modelado la red, se incorporan los modelos del bloque anterior. En cada barra de baja tensión, se conectan DERs y cargas de modo que el flujo de potencia en transmisión no cambie y que el consumo de potencias activa y reactiva a nivel de baja tensión sea realista. Más aún, se utiliza una metodología que permite parametrizar la creación de esta red, de modo que se puedan modelar casos con poca o alta penetración de cierto tipo de DERs y FLs. Este bloque fue desarrollado por el tercer autor.

Finalmente, el tercer bloque consiste en diseñar el control coordinador (esquema de coordinación), el cual, basado en mediciones de variables físicas en el sistema (i.e corriente y tensión) es capaz de enviar solicitudes de soporte a los DERs y FL localizados en el área de distribución. En esta etapa se diseñan también los controladores individuales para cada tipo de DERs y FL. Estos permiten recibir la señal enviada por el control coordinador y en función de esta brindar soporte según sus condiciones locales. La comunicación entre el control coordinador y los controladores individuales es unidireccional: la información viaja del control coordinador a los controladores individuales. Este bloque fue desarrollado por el segundo autor.

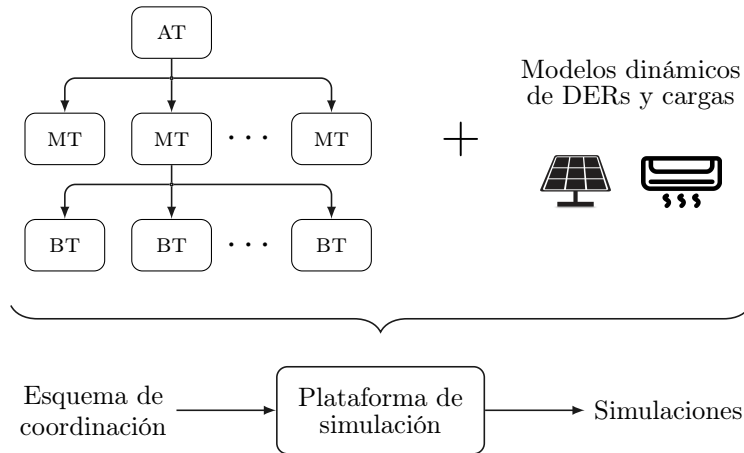


Figura 1.1: Bloques de trabajo de la metodología. Se muestran la construcción de una red con todos los niveles de tensión (arriba a la izquierda), el modelado dinámico de DERs y FLs (arriba a la derecha) y la simulación de un esquema de coordinación (abajo). Como ejemplo de DERs y FLs se muestran, respectivamente, un sistema fotovoltaico y un sistema de aire acondicionado.

Específicamente, se llevan a cabo los siguientes pasos:

1. Modelado dinámico de DERs y FLs y verificación de dichos modelos mediante simulaciones en RAMSES.
2. Construcción del sistema de prueba y validación de su funcionamiento mediante simulaciones dinámicas.
3. Diseño de controladores individuales para cada tipo de DER y FL y validación del control ante instrucciones predefinidas del coordinador (que aún no son determinadas mediante un algoritmo).
4. Implementar un método que permita detectar condiciones de inestabilidad de tensión antes de que estas ocurran.
5. Diseño de un coordinador central que decida, con base en el método de detección del punto anterior, en qué medida debe solicitar soporte a los controladores individuales de los DERs y las FLs. Cabe mencionar que el coordinador propuesto no conoce las condiciones individuales de dichos elementos ni tampoco de cuánto soporte dispone.
6. Simulación de perturbaciones que permitan validar la detección de la inestabilidad, el algoritmo de coordinación, la respuesta conjunta de los controladores individuales y la dinámica completa de la red.

Capítulo 2

Marco teórico

El objetivo de este capítulo es explicar la estabilidad de tensión y la relación que mantiene con los intercambios de potencia. Para ello, se presentan los conceptos en el siguiente orden. Primero, se repasa la estructura convencional del sistema eléctrico y su efecto sobre los intercambios de potencia. Después, se introduce el problema de estabilidad de tensión y el concepto de la región estable de potencia activa y reactiva. Tras esta explicación del sistema, se enumeran los elementos individuales cuya potencia suplida o consumida puede modificarse para mantener la estabilidad; esto incluye tanto cargas como generadores. Además, se introducen sus modelos matemáticos. Finalmente, se describen las herramientas de simulación que validarán el trabajo en los capítulos posteriores.

2.1. Redes de transmisión y distribución

Un sistema eléctrico puede dividirse en cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y consumo. Considérese el esquema elemental de la figura 2.1. Para empezar, los elementos de la etapa de generación son, por un lado, los generadores *concentrados*, que se ubican en regiones generalmente apartadas de los centros de carga y que son, en su mayoría, generadores síncronos de plantas térmicas o hidroeléctricas. La figura 2.1 muestra el generador concentrado G_1 . Por otro lado, están los generadores *distribuidos*, que se encuentran dispersos en los centros de carga y que normalmente son paneles fotovoltaicos o generadores eólicos. La figura 2.1 muestra el generador distribuido G'_1 . Por la logística tradicional del sistema eléctrico, los generadores concentrados suman una capacidad instalada mucho mayor a la de los distribuidos, especialmente en nuestro país. Sin embargo, eso no significa que los generadores distribuidos tengan poco impacto en el sistema; además, la tendencia actual es que esa brecha disminuya.

La siguiente etapa es la de transmisión. Esta es el conjunto de líneas que conectan partes del sistema muy separadas entre sí. A diferencia de la generación, que está conformada por elementos aislados geográficamente, las líneas de transmisión forman una red. La figura 2.1 muestra la red compuesta por las

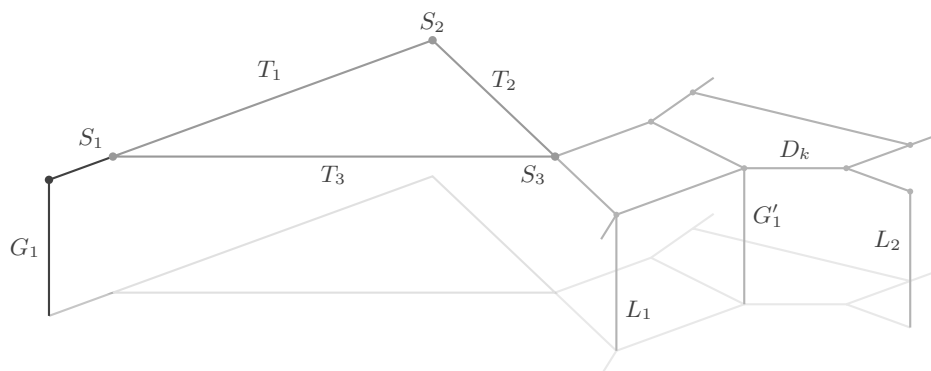


Figura 2.1: Esquema unifilar de un sistema eléctrico simple.

líneas T_1 , T_2 y T_3 . En los primeros días de la corriente alterna, esta red conectaba principalmente los generadores concentrados con los centros de carga; hoy, la definición es más amplia, pues incluye también la conexión entre sistemas eléctricos completos o, incluso, entre países. Dadas las largas distancias que abarca, la tensión entre líneas suele ser la más alta del sistema. En nuestro país, por ejemplo, algunas líneas de transmisión operan 230 kV; otras, a 138 kV. La red de transmisión también se caracteriza por ser, generalmente, *mallada*, lo cual quiere decir que hay varias trayectorias cuyos extremos son los puntos conectados por la red. Cabe destacar, sin embargo, que la etapa de transmisión es tan crítica, que aun cuando la salida de una línea no corta el suministro a un circuito de distribución en particular, sí se produce un cambio importante en el sistema.

Las últimas dos etapas son el consumo y la distribución. El consumo corresponde a las cargas individuales, que en la figura 2.1 son L_1 y L_2 pero que en la realidad son, desde luego, muchas más. Al igual que los generadores distribuidos, están esparcidas por todo el centro de carga. Por tanto, si bien para ciertos análisis pueden considerarse como una carga concentrada en un punto de la red de transmisión, lo más exacto es respetar su ubicación geográfica tanto como sea posible. La etapa de distribución, por su parte, corresponde a los conductores que conectan estas cargas y el sistema de transmisión. En la figura 2.1, la red de distribución se ubica a la derecha del punto S_3 y está compuesta por varios conductores, de los cuales se rotula únicamente D_k . Por la naturaleza distribuida de las cargas, las redes de distribución suelen ser *poco malladas*. Además, como las distancias que cubre son menores a las de transmisión, la tensión entre sus líneas también es menor. En nuestro país, por ejemplo, los circuitos de distribución operan a una de las siguientes tensiones: 34.5 kV, 24.9 kV o 13.8 kV; la más común, sin embargo, es 34.5 kV. En realidad, los circuitos que alimentan las cargas no son los que operan a estas tensiones, sino que existe todavía otro conjunto de subredes que operan a 120 V y 240 V.

Las cuatro etapas discutidas no se conectan entre sí directamente, sino que se conectan por medio de transformadores. Los transformadores más importantes son los ubicados en las subestaciones, tanto por su ubicación central como por el número de cargas que dependen de su operación. Las subestaciones son también cruciales porque en ellas se ubican los dispositivos de control que pueden sacar a una línea de operación y, también, porque pueden ser el único punto de la red de transmisión donde se estén midiendo todas las variables eléctricas. Por tanto, si ha de implementarse alguna otra medida de control además de las protecciones, presumiblemente esta debe involucrar a la subestación.

2.2. Flujo de potencia

En ocasiones, el estudio numérico de un sistema eléctrico se lleva a cabo directamente con las leyes de tensiones y corrientes. Sin embargo, para el estudio cualitativo de ciertos problemas, como el de la estabilidad de tensión, puede ser más conveniente analizar las potencias. En este enfoque, se considera la potencia promedio P_k de cada elemento k . Si la tensión eficaz V_k de dicho elemento adelanta por θ_k grados eléctricos a su corriente eficaz I_k , entonces la potencia promedio vale $V_k I_k \cos \theta_k$. La introducción de esta cantidad tiene dos características sobresalientes. La primera es que la potencia eléctrica se conserva. Si S es el conjunto de todos los elementos del sistema eléctrico, entonces

$$\sum_{k \in S} P_k = 0 \quad (2.1)$$

para cualquier sistema eléctrico S .

La segunda característica es que la potencia en general, sin importar su forma, también se conserva. Puede demostrarse, por ejemplo, que la potencia mecánica que hace girar un alternador sin pérdidas rotacionales o térmicas es, en promedio, la misma potencia eléctrica P_k que este es capaz de entregar. Asimismo, la potencia eléctrica en cargas resistivas, como ciertos calentadores, es exactamente la misma que estos liberan como calor, mientras que la potencia eléctrica en motores, como los síncronos o los de inducción, es la que estos producen como trabajo mecánico. Entre otras simplificaciones, esta conservación permite cuantificar las cargas y los generadores no por sus relaciones entre la tensión y la corriente, lo cual sería válido, sino por la potencia que entregan o consumen, que para ciertas máquinas es mejor conocida.

Para describir completamente un sistema eléctrico, es decir, conocer la tensión V_k de cada barra k tanto en magnitud como en fase, la conservación de la potencia promedio P no es suficiente. De hecho, la potencia promedio es insuficiente siempre que exista un desfase entre la tensión y la corriente. El concepto que la ingeniería ha adoptado para tomar en cuenta ese desfase es la *potencia reactiva*. En cualquier elemento k del sistema, que bien puede ser un generador, una carga o una línea, se define la potencia reactiva como

$$Q_k = V_k I_k \operatorname{sen} \theta_k .$$

La importancia de introducir esta cantidad se debe a que también se conserva; es decir,

$$\sum_{k \in S} Q_k = 0 \quad (2.2)$$

en cualquier sistema eléctrico S .

Esta conservación de la potencia reactiva es suficiente para terminar de caracterizar el sistema, pues las leyes de conservación (2.1) y (2.2) permiten escribir tantas ecuaciones como tensiones eficaces y ángulos de fase tienen las barras del sistema eléctrico. Dicho sea de paso, la solución de esas ecuaciones constituye los llamados *estudios de flujo de potencia*. Sin embargo, incluso si el sistema se resuelve con un análisis, por ejemplo, en variables de estado y no con flujos de potencia, el concepto de potencia reactiva sigue siendo útil para formalizar ciertos fenómenos que se observan en circuitos con inductancias y capacitancias apreciables. Tómese, a manera de ejemplo, el montaje de la figura 2.2. Según la capacitancia del capacitor, la corriente total i puede ser menor a la que se mediría si solo estuvieran el inductor y el resistor. Una forma de explicar esta reducción es notar que i_C e i_L están desfasadas 180° y, por tanto, parte de la corriente del inductor proviene del condensador durante una mitad del ciclo, no del resto del sistema, y parte de la corriente del condensador proviene del inductor durante la otra mitad. Una forma alternativa de explicarlo es analizar la potencia reactiva de cada elemento. La del inductor, por ejemplo, es positiva porque es proporcional a $\sin \theta_k$ y, dado que la tensión adelanta a la corriente, $\theta_k > 0$; la del condensador, en cambio, es negativa porque $\theta_k < 0$. La potencia reactiva consumida por el inductor y el condensador en conjunto puede entonces ser muy pequeña o, incluso, nula. De hecho, la convención es decir que el inductor *consume reactivo* y el condensador *lo genera*. (Aunque, desde luego, esta convención es arbitraria.)

Como se verá más adelante, otros elementos del sistema eléctrico, especialmente los generadores, son capaces de controlar cuánta potencia reactiva generan o consumen. De este modo, pueden suplir la potencia de otros elementos y, así, reducir la corriente que debe provenir del resto del sistema y que debe circular por las líneas de transmisión. Debe tenerse siempre en cuenta, aun así, que este intercambio de potencia no es más que una forma de explicar lo que en el fondo se debe al desfase entre corriente y tensión.

Dado que la potencia activa P y la potencia reactiva Q pueden ser generadas y consumidas por elementos muy separados geográficamente, resulta útil imaginar que la potencia eléctrica fluye de un lugar al otro. El medio por el que lo hace son tanto las líneas de transmisión como las de distribución. En la línea T_1 de la figura 2.3 (subfigura izquierda), por ejemplo, existe una tensión eficaz V_G en el extremo izquierdo y una corriente I_T por la línea. Se dice entonces que la línea transporta la potencia real $P_1 = V_G I_T \cos \theta$ y la potencia reactiva $Q_1 = V_G I_T \sin \theta$, donde θ es el ángulo por el que V_G adelanta a I_T . Al otro extremo, sin embargo, se entrega menor potencia, tanto activa como reactiva, debido a la tensión V_T en la línea. En todo caso, la convención es representar la

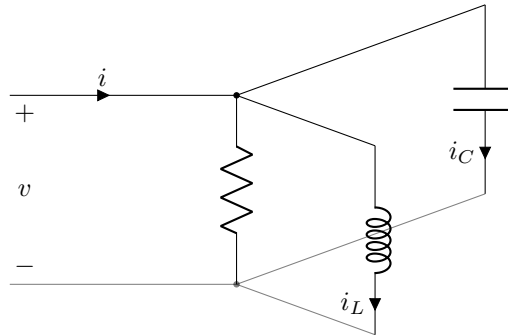
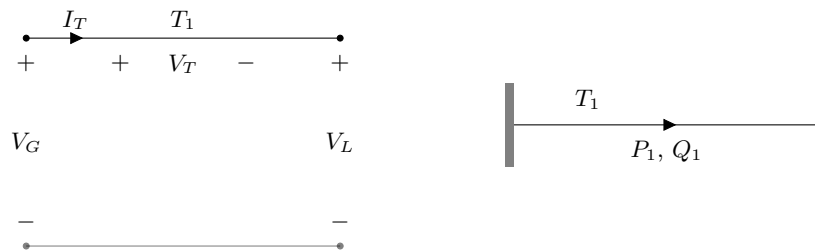


Figura 2.2: Intercambio de potencia en cargas pasivas.

Figura 2.3: Flujo de potencia en una línea individual. *Izquierda*: tensiones con respecto al neutro y corrientes en la línea y sus extremos. *Derecha*: representación de la línea como portadora de potencia activa P_1 y reactiva Q_1 .

potencia transportada mediante un *diagrama unifilar*, el cual se muestra en la figura 2.3 (subfigura de la derecha).

Si bien las impedancias de cada línea provocan pérdidas que son, en ocasiones, despreciables, sí determinan completamente el flujo de potencia en una red. Un claro ejemplo es la conexión en paralelo de dos líneas diferentes. La figura 2.4 muestra, para ilustrar este punto, una línea T_1 más corta que otra T_2 . Aunque esta diferencia puede tener poco efecto sobre la potencia total que es transmitida entre la subestaciones S_1 y S_2 , sí puede causar diferencias significativas en la potencia de cada una. Así, si las dos líneas mostradas difieren solo en su longitud, entonces $P_1 > P_2$ y $Q_1 > Q_2$.

El efecto de la impedancia es importante en el problema de estabilidad de tensión porque una de las mayores perturbaciones al sistema eléctrico ocurre cuando la impedancia de las líneas cambia drásticamente. Puede pasar, por ejemplo, que la línea T_1 sea sacada de operación por una falla, por lo cual la impedancia total entre S_1 y S_2 aumenta. Por un lado, ello cambia los flujos de potencia en el resto del sistema y pueden conducir a la inestabilidad a largo plazo; por el otro, da lugar a una mayor caída V_T en la línea restante, lo cual puede ocasionar inestabilidad a corto plazo. El siguiente apartado detalla exactamente cómo se puede alcanzar esta inestabilidad.

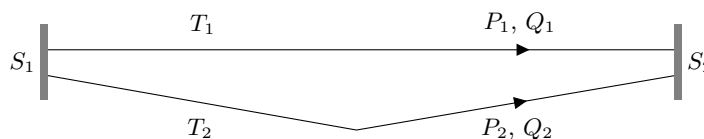


Figura 2.4: Flujo de potencia en dos líneas en paralelo.

Cuadro 2.1 Clasificación de la estabilidad del sistema de potencia.

Escala	Generador	Carga
Corto plazo	Estabilidad del ángulo del rotor (transitorio y régimen permanente)	Estabilidad de tensión a corto plazo
Largo plazo	Estabilidad de frecuencia	Estabilidad de tensión a largo plazo

Fuente: Van Cutsem y Vournas (2007).

2.3. Estabilidad de tensión

La estabilidad de los sistemas de potencia se define como la habilidad del sistema de potencia eléctrico para recuperar su condición de equilibrio después de haber sido sometido a una perturbación, manteniendo las tensiones de todas las barras en rangos aceptables (Hatziargyriou et al., 2020).

La inestabilidad en el sistema de potencia se puede presentar de diferentes maneras dependiendo de la configuración y el modo de operación del sistema. Dado que la mayor parte de la energía eléctrica producida proviene de generadores síncronos (en la sección 2.4 se explicarán con mayor detalle) uno de los problemas tradicionales de estabilidad está relacionado precisamente con mantener la operación síncrona del sistema. No obstante, no todos los problemas de estabilidad están relacionados a la pérdida de sincronismo. Por ejemplo, si se considera un generador síncrono alimentando a una carga inductiva, un motor por ejemplo, a través de una línea de transmisión, uno de los problemas posibles puede deberse a un colapso en la tensión de la carga. Lo importante a la hora de analizar la estabilidad de tensión es observar la forma en que el sistema de potencia responde a perturbaciones que pueden ser pequeñas, grandes, de corta o larga duración (Kundur et al., 1994). Para entender los problemas de estabilidad de tensión en los sistemas de potencia, Van Cutsem y Vournas (2007) presentan una clasificación de los problemas de tensión en varias categorías. Esta clasificación se puede observar en el cuadro 2.1. En la escala de tiempo a largo plazo, se encuentran dos problemas relacionados con la estabilidad: tensión y frecuencia. Los primeros se deben a la distancia eléctrica entre la generación y la carga, mientras que los segundos se producen por el desequilibrio entre carga y generación.

Cuando se habla de la *estabilidad del ángulo del rotor*, se refiere a la habilidad de un conjunto interconectado de máquinas síncronas para mantener el

sincronismo en un sistema de potencia. El problema de estabilidad implica un análisis electromecánico de las oscilaciones inherentes en el sistema de potencia, dado que de ellas depende la potencia producida. Cuando el rotor de la máquina síncrona es movido por una fuerza motriz, como una turbina, se inducen tensiones (y por ende corrientes) trifásicas en el estator de la máquina, cuya frecuencia depende de la velocidad con la que gire el rotor. Esta frecuencia eléctrica está sincronizada con la velocidad mecánica del rotor. Cuando varias máquinas síncronas están interconectadas, las tensiones y corrientes en los estatores deben tener una misma frecuencia; por lo tanto, las velocidades mecánicas en los rotores están estrechamente relacionadas. Las corrientes alternas producidas en los estatores producen un campo magnético que gira a la misma velocidad del rotor (como se verá en la sección 2.4). Los campos magnéticos del estator y rotor producen un par electromagnético que se opone al par aplicado externamente en el rotor. Pese a que los campos magnéticos del estator y rotor giran a la misma velocidad, existe una separación angular entre ellos dependiendo del par electromagnético (potencia) de salida del generador. Considerando nuevamente el ejemplo de generador síncrono, carga y motor síncrono, puede demostrarse que la potencia transferida del generador al motor es una función sinusoidal de la separación angular entre la posición de los rotores de ambas máquinas (considerando varias simplificaciones). Esta separación angular se produce por tres factores (Kundur et al., 1994):

- Ángulo interno del generador.
- Diferencia angular entre las tensiones terminales del generador y motor.
- Ángulo interno del motor.

Como la potencia depende del seno del ángulo, puede decirse que existe una relación no lineal entre la potencia y el ángulo. Realmente, si se tomaran en cuenta menos simplificaciones, la relación sería diferente de un seno, sin embargo, la forma sería muy similar. Cuando hay un conjunto interconectado de máquinas síncronas en un sistema de potencia, en condiciones normales, hay un equilibrio entre el par mecánico y el eléctrico en cada máquina, y por ende, la velocidad permanece constante (sincronismo). Ante una perturbación, se produce una aceleración o desaceleración de uno o varios de los generadores. Entonces, si un generador gira más rápido o más lento en comparación a otro, se modifica la posición angular relativa entre uno y otro. Esta modificación se ve reflejada en un traspaso de parte de la potencia de carga de aquel generador más lento al más rápido (dependiendo de la relación potencia-ángulo). La inestabilidad del sistema se presenta cuando se produce una desviación angular tal que el desequilibrio entre los pares eléctrico y mecánico es tal, que no es posible restituir la velocidad síncrona del generador. Si esto ocurre en una máquina síncrona se producen largas fluctuaciones de potencias, tensiones y corrientes a la salida de la máquina, provocando así, que el sistema de protección la saque del sistema. Kundur et al. (1994) ofrece una analogía sencilla para explicar este fenómeno. Considérense una serie de vehículos (generadores síncronos) que

corren en una pista circular, atados por un cable elástico (línea de transmisión). En condiciones normales, todos los vehículos van uno a la par del otro, a la misma velocidad. Si uno de los vehículos aumenta o disminuye su velocidad, se produce una extensión del cable y además una variación de la velocidad de los demás vehículos (los vehículos más rápidos van más lento y los más lentos más rápido) hasta alcanzar nuevamente el equilibrio. Si la variación inicial de la velocidad de uno de los vehículos es tal que el cable no puede soportar la extensión, y por ende se rompe, el sistema colapsa y los vehículos comenzarán a salirse de la pista o chocar unos con otros.

Por otro lado, en las últimas dos décadas, los sistemas de potencia han estado operando cerca de los límites de operación debido a varios factores:

- Expansión de la red de transmisión.
- Incremento en el consumo de potencia.
- Nuevas tecnologías (recursos distribuidos).

Cuando el sistema de potencia opera en estas condiciones, puede presentar problemas de caídas de tensión. Estos problemas pueden producirse lenta o repentinamente e incluso provocar colapsos en la red. La estabilidad de tensión tiene una característica fundamental y que a su vez, hace su análisis más complicado: es un fenómeno *no lineal* (al igual que el caso de la estabilidad del ángulo del rotor). Dicho esto, Van Cutsem y Vournas (2007) indican lo siguiente: “La inestabilidad de tensión proviene del intento de la dinámica de carga por restaurar el consumo de energía más allá de la capacidad del sistema combinado de transmisión y generación”. En otras palabras, el sistema tiene límites, que cuando la carga los sobrepasa, se producen problemas con respecto a la tensión. Por otro lado, cuando se habla de *colapso*, se relaciona a una transición catastrófica debida a una inestabilidad de tensión.

Papel del sistema de transmisión en la estabilidad de tensión

Se pretende estudiar la máxima potencia que puede ser entregada a la carga y la relación que existe entre la potencia de carga y la tensión de la red. Para el análisis de estos puntos, se considera el circuito de la figura 2.5, el cual representa una fuente ideal de tensión \mathbf{E} , una línea de transmisión con su respectiva impedancia (resistencia R y reactancia X) y la carga final. Se supone un sistema balanceado trifásico, por lo que solo se considera el análisis de una fase y aplica de manera idéntica para las otras dos.

La tensión \mathbf{E} y la impedancia de la línea $\mathbf{Z} = R + jX$ se pueden interpretar como el equivalente de Thevenin del sistema de potencia visto por una barra. La máxima potencia entregada a la carga depende de las limitaciones que sean consideradas. Algunas de las limitaciones consideradas son las siguientes (Van Cutsem y Vournas, 2007):

Sin restricciones Considerando una carga como una impedancia compuesta por una resistencia R_L y reactancia X_L , es posible demostrar que la

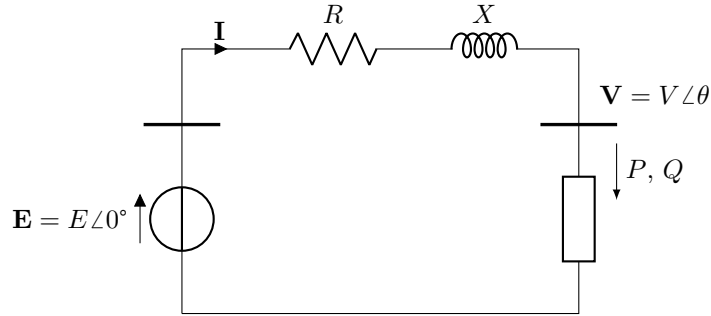


Figura 2.5: Representación simplificada del sistema de potencia.

máxima transferencia de potencia entre fuente y carga se da cuando

$$\begin{aligned} R_L &= R, \\ X_L &= -X; \end{aligned}$$

es decir, cuando $\mathbf{Z}_L = \mathbf{Z}^*$, donde R y X son la resistencia y reactancia de la impedancia \mathbf{Z} de la línea. Estos resultados implican entonces que la potencia máxima transferida es

$$P_{\text{máx.}} = \frac{E^2}{4R}.$$

Factor de potencia en la carga Si el factor de potencia de la carga es conocido, se puede expresar entonces la impedancia de carga como

$$\mathbf{Z}_L = R_L + jX_L = R_L + jR_L \tan \phi,$$

donde ϕ es el ángulo del factor de potencia. Esta consideración permite derivar la expresión de potencia solamente con respecto a R_L y, de aquí, se obtiene que la máxima transferencia de potencia se produce si $|\mathbf{Z}_L| = |\mathbf{Z}|$. Esto quiere decir que

$$\begin{aligned} R_{P \text{ máx.}} &= |\mathbf{Z}| \cos \phi \\ X_{P \text{ máx.}} &= |\mathbf{Z}| \sen \phi. \end{aligned}$$

Al graficar las variables P , V e I en función de R_L , se obtiene la figura 2.6. Cuando R_L tiende a infinito (circuito abierto), la corriente y la potencia tienden a 0. Por otro lado, si R_L es menor que $R_{P \text{ máx.}}$, la potencia aumenta. Finalmente, si R_L es mayor que $R_{P \text{ máx.}}$, la potencia disminuye.

Ecuaciones de carga Despreciando la resistencia R de la línea de transmisión (no hay pérdidas en el sistema de transmisión), se puede obtener del circuito de la figura 2.5 lo siguiente:

$$\mathbf{V} = \mathbf{E} - jX\mathbf{I},$$

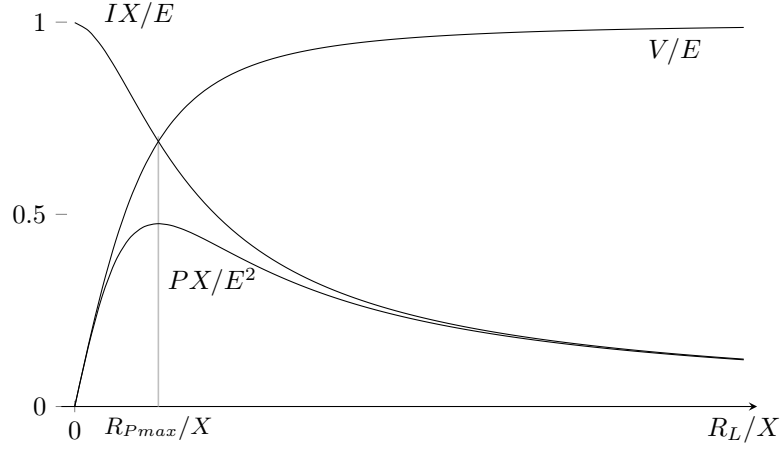


Figura 2.6: Potencia P , tensión V y corriente I en función de R_L . El extremo izquierdo, que corresponde a $R_L = 0$, representa las condiciones de cortocircuito; el derecho, que corresponde, para fines prácticos, a $R_L = \infty$, representa las condiciones de vacío.

y, por ende,

$$\begin{aligned}
 \mathbf{S} &= P + jQ \\
 &= \mathbf{V}\mathbf{I}^* \\
 &= \mathbf{V} \left(\frac{\mathbf{E}^* - \mathbf{V}^*}{-jX} \right) \\
 &= \frac{j}{X} (EV \cos \theta + jEV \sin \theta - V^2) .
 \end{aligned}$$

Esto implica que

$$P = -\frac{EV}{X} \sin \theta, \quad (2.3)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos \theta. \quad (2.4)$$

Para valores dados de P y Q , el sistema tiene que ser resuelto para V y θ (ángulo de desfase entre E y V). Eliminando θ de (2.3) y (2.4), se obtiene la siguiente ecuación cuadrática con respecto a V^2 :

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2) V^2 + X^2 (P^2 + Q^2) = 0. \quad (2.5)$$

Para obtener soluciones reales, el discriminante debe ser positivo; por lo tanto, la condición para estabilidad es la siguiente:

$$(2QX - E^2)^2 - 4X^2 (P^2 + Q^2) \geq 0,$$

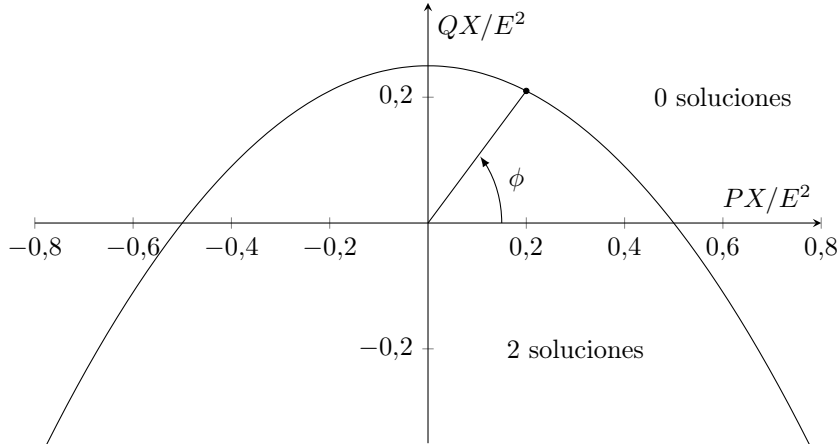


Figura 2.7: Soluciones de (2.6) en el plano PQ .

o, lo que es lo mismo,

$$-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 \geq 0. \quad (2.6)$$

Esta ecuación representa una parábola en el plano (P, Q) como se muestra en la figura 2.7. Nótese que cualquier potencia activa puede ser consumida si suficiente potencia reactiva es inyectada ($Q < 0$) a la barra.

Relación tensión-potencia

Tomando las dos soluciones posibles de (2.5), se tiene que

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - QX} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q}. \quad (2.7)$$

Si se visualiza (2.5) en un espacio tridimensional (P, Q, V) , se obtiene la figura 2.8. La parte superior corresponde a escoger el signo más en (2.7), mientras que la parte inferior corresponde a escoger el signo menos. El punto medio de estas secciones (donde las dos soluciones son iguales) corresponde a los puntos máxima potencia. Los líneas verticales (meridianos) corresponden a la intersección con el plano $Q = P \tan \phi$ variando ϕ desde $-\pi/8$ hasta $\pi/2$ en pasos de $\pi/16$. Si se proyectan estos meridianos en el plano (P, V) se obtienen las conocidas *curvas tensión-potencia* en función de la potencia activa para varios factores de potencia. Estas curvas observadas en la figura 2.9 son de vital importancia para entender la estabilidad de tensión (Van Cutsem y Vournas, 2007).

De la figura 2.9 se pueden obtener tres conclusiones importantes:

1. Hay dos soluciones para una carga por debajo de la potencia máxima: alta tensión con baja corriente o alta corriente con baja tensión. La primera de estas es la operación normal del sistema.

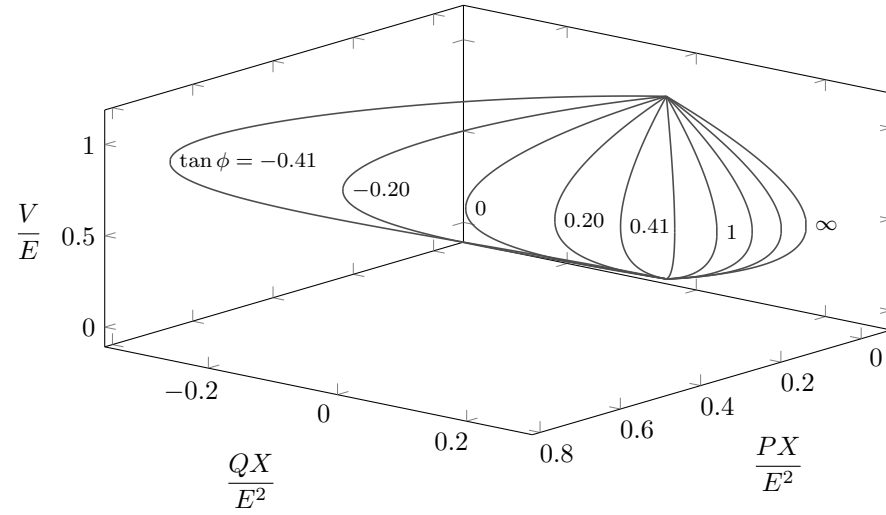


Figura 2.8: Tensión V en función de las potencias P y Q . La tensión se ha normalizado con respecto a la tensión de la barra infinita. Junto a cada curva se muestra el factor de potencia correspondiente.

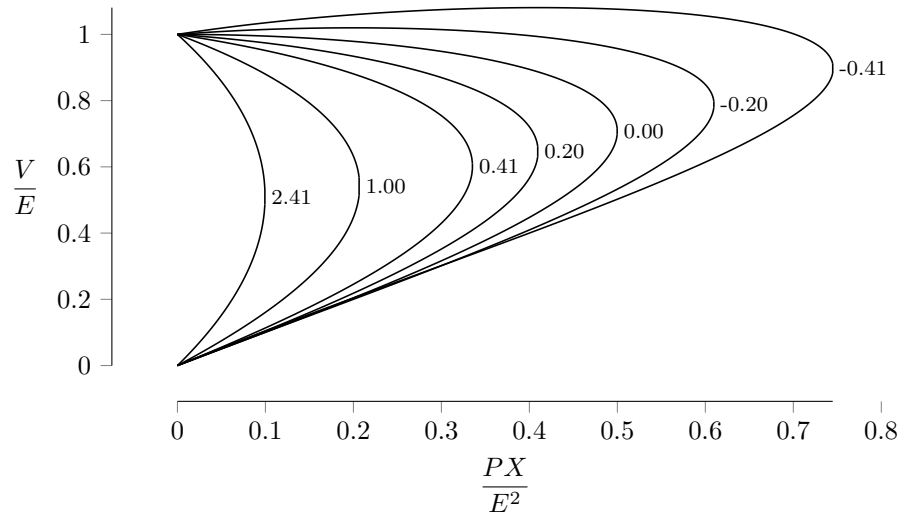


Figura 2.9: Curvas PV para varios factores de potencia.

2. Entre mayor sea la compensación de carga (menores valores de $\tan \phi$), mayor es la potencia máxima. Esto implica también que en ese punto de potencia máxima la tensión sea mayor, lo cual puede resultar peligroso pues cada vez se está más cerca del punto límite de operación. Esto hace que las dos soluciones estén muy cerca una de la otra y además cercanas al punto límite de operación, lo cual puede generar una confusión sobre si el punto en cuestión es operación normal u operación límite.
3. Para $\tan \phi < 0$, cierta porción de la curva supera la tensión E . Esto se debe a que entre mayor P sea consumida por la carga, mayor Q esta producirá. La tensión cae por el aumento de P ; sin embargo, es compensado por el incremento de Q .

Requerimientos de potencia reactiva en el generador

Para esta sección se consideran los generadores como fuentes de tensión de magnitud constante, sin embargo, es importante tener en cuenta que los límites de producción de Q son muy importantes. Siguiendo con el circuito de la figura 2.5,

$$Q_g = Q + XI^2, \quad (2.8)$$

donde I se puede calcular como

$$\begin{aligned} I &= \frac{S_g}{E} \\ &= \frac{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}}{E}. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Con (2.8) en (2.9) y notando que $P = P_g$, dado que no se consideran las pérdidas en transmisión, entonces

$$Q_g^2 - \frac{E^2}{X}Q_g + \frac{E^2}{X}Q + P^2 = 0, \quad (2.10)$$

y sus soluciones son

$$Q_g = \frac{E^2}{2X} \pm \sqrt{\left(\frac{E^2}{2X}\right)^2 - \frac{QE^2}{X} - P^2}. \quad (2.11)$$

Nótese que la parte dentro de la raíz de (2.11) corresponde precisamente a la condición que se debe cumplir en (2.6). Similar a como se hizo anteriormente, (2.10) puede ser representada en un espacio tridimensional (P, Q, Q_g) y al realizar la intersección con el plano de factor de potencia obtener el plano PQ_g .

Importante notar que para cada potencia activa máxima, independientemente del factor de potencia, se tiene una Q_g en el generador dada por:

$$Q_{g, P \text{ máx.}} = \frac{E^2}{2X}.$$

Mecanismos de estabilidad

La inestabilidad del sistema y el colapso en tensión se debe a la existencia de límites en la potencia máxima que un generador puede entregar. Primero, es importante mencionar que la potencia consumida por las cargas es una función de la tensión y la frecuencia. Existe un concepto denominado *característica de carga*, que relaciona la potencia activa y reactiva en la carga, en función de la tensión y una variable z que está relacionada con la cantidad de equipo conectado. Para una z dada, se define un espacio de curvas (P, Q, V) que interseca en varios puntos a la curva $V(P, Q)$. Para una demanda dada existen entonces varios puntos de operación. Si este conjunto de puntos es graficado en el plano (P, V) , se obtiene lo que se conoce como *característica de red PV* (Van Cutsem y Vournas, 2007). Si se considera un modelo exponencial de carga, entonces

$$\begin{aligned} P &= zP_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha, \\ Q &= zQ_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta. \end{aligned} \tag{2.12}$$

Aquí, P_o y Q_o son las potencias consumidas en caso de que $z = 1$ y $V = V_o$.

Una carga cuyo comportamiento sea independiente de la tensión, se dice que es una *característica de carga equilibrada*. Si la curva de red fue obtenida apropiadamente, entonces la intersección entre esta y la *característica de carga equilibrada*, corresponde al punto de equilibrio entre los sistemas de transmisión y generación. Si ahora se considera un aumento en la demanda, existirá un punto de tangencia a partir del cual las curvas dejan de intersectarse, produciendo así una inestabilidad en el sistema. Este punto de tangencia se denomina *límite de cargabilidad del sistema*. Si ahora por el contrario, la demanda permanece constante pero el sistema se ve afectado por una perturbación de larga duración, las curvas mencionadas anteriormente dejarán de intersectarse, ocasionando de igual forma una condición de inestabilidad (Van Cutsem y Vournas, 2007).

Compensación para mejorar la operación del sistema de potencia

Para mejorar la operación del sistema de potencia, especialmente el hecho de mantener las tensiones cerca de sus valores nominales, reducir las corrientes de línea (y por ende las pérdidas en transmisión), y contribuir a la mejora de estabilidad del sistema, se suele inyectar potencia reactiva a la red. Esta compensación suele provenir de capacitores para contrarrestar la naturaleza inductiva del sistema (sistema de transmisión o cargas). Usualmente, la compensación se da en serie o en derivación (figura 2.10) (Van Cutsem y Vournas, 2007).

La compensación serie es muy útil especialmente para ayudar al problema de estabilización producido por largas distancias eléctricas entre generación y

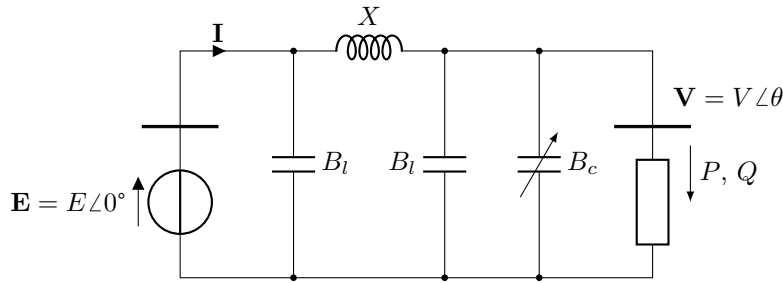


Figura 2.10: Compensación en derivación por medio de capacitores.

los centros de carga. Por otro lado, la compensación en derivación utiliza un capacitor variable con susceptancia B_c . En las líneas de transmisión se suelen considerar capacitancias de línea, las cuales se ven representadas en el caso por derivación de la figura 2.10 con susceptancias B_l . Conforme se da un incremento de la carga se requiere mayor cantidad de capacitancia de compensación para mantener los niveles de tensión en el rango adecuado. Si se continua aumentando la carga se puede llegar al punto de máxima entrega de potencia y por ende el sistema opera en condiciones de estrés.

Cambiadores de tomas bajo carga

Los sistemas de potencia cuentan con varios niveles de tensión desde generación a distribución. Entre cada nivel de tensión se encuentran los transformadores, que cuentan con *cambiadores de tomas bajo carga* (LTC). Estos son equipos que permiten modificar la relación de transformación del primario al secundario. Considerando el circuito de la figura 2.11 y un LTC que ajusta V_2 a un valor de referencia V_2^0 , para un valor dado de V_2 se tiene una potencia activa y reactiva asociada. Cuando el LTC se ajusta (se modifica r) de modo que V_2 cambia a V_2^0 , entonces se produce P_2^0 y Q_2^0 , manteniendo la potencia de entrada sin cambios (transformador ideal). El efecto de los LTC es entonces romper el efecto de la distancia eléctrica entre fuente y carga (Van Cutsem y Vournas, 2007).

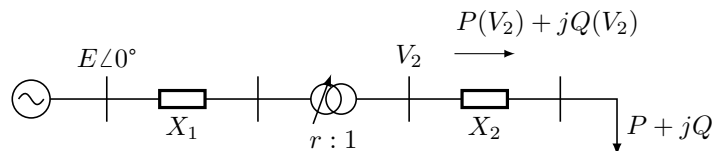


Figura 2.11: Diagrama unifilar para analizar el efecto del LTC.

2.4. Generadores y su relación con la tensión

Como se ha visto hasta ahora, los sistemas de potencia son ampliamente complejos y están conformados por varios subsistemas. La perfecta interacción entre ellos permite un funcionamiento estable tanto en frecuencia como en tensión, tal y como se vio anteriormente. Ahora bien, dada la importancia que tiene la interacción de cada uno de los elementos en un sistema de potencia, es necesario hacer una breve descripción de su funcionamiento, esta sección se enfocará en el lado de la generación, sin embargo la siguiente corresponderá a los distintos tipos de cargas.

Sabiendo que este trabajo investiga la conservación de la estabilidad de tensión, es todavía aún más necesario mostrar la forma en que interactúan los distintos tipos de generadores con esta variable del sistema. Es innegable la importancia que tienen los generadores síncronos en la estabilidad del sistema, los cuales han estado presentes desde hace mucho tiempo. Sin embargo, actualmente otras tecnologías como la fotovoltaica a través de inversores, han ganado mucho terreno con la implementación masiva de paneles solares. Tradicionalmente esta última tecnología carece de medios para proporcionar el soporte que brindan los generadores síncronos a la tensión y frecuencia del sistema. Esto ha ocasionado ciertos problemas y por ende la preocupación de profesionales del área. Por esta razón se han emitido estándares internacionales, como por ejemplo el IEEE-1547, que pretenden normalizar los requisitos mínimos con que deben contar estos generadores para no poner en riesgo la operación del sistema.

Generadores síncronos

Estos generadores reciben su nombre gracias a que operan a la velocidad síncrona en condiciones normales. Una de sus principales ventajas es que tienen la capacidad de generar la potencia activa y reactiva de forma independiente. Esto se controla gracias a los controles de frecuencia y tensión respectivamente, los cuales serán analizados con más detalle. Sin embargo antes se brindarán ciertos detalles básicos para comprender con mayor facilidad dichos sistemas.

Conformación

Esta máquina está conformada básicamente por un rotor y un estator. En el rotor se ubican varios devanados, uno de ellos es el devanado de campo, el cual se excita con una corriente directa. Esta corriente directa genera un campo magnético que gracias al movimiento del rotor es giratorio. También existen otros devanados llamados de amortiguamiento que se encuentran cortocircuitados y por los cuales circula corriente únicamente durante estados transitorios.

Existen 2 tipos principales de rotores, el primero de ellos es el cilíndrico o de polos lisos, el cual es muy usado en turbogeneradores tetrapolares y bipolares. Por otro lado está el de polos salientes, el cual se adapta mejor a generadores hidroeléctricos de baja velocidad multipolares (Fitzgerald, 2004).

En cuanto al estator, está formado por devanados trifásicos en los cuales se induce una fuerza electromotriz gracias al campo magnético giratorio del rotor. Es a estos devanados a los que se conecta la carga, la cual produce una corriente que es responsable de crear otro campo magnético en el estator. Finalmente, el campo del rotor junto con el campo del estator se encargan de generar un par electromagnético que iguala al par mecánico de entrada entregado por el primotor en régimen permanente.

Dado que la carga eléctrica puede variar, así cambiará también el par electromagnético, por lo tanto para mantener la velocidad constante y con ello también la frecuencia del sistema, es necesario controlar el par mecánico de entrada. Es decir, las potencia mecánica de entrada y potencia eléctrica de salida deben estar en un equilibrio constante y de esto es lo que se encarga el control de frecuencia.

Control de Frecuencia

Este control se ejecuta en dos niveles, uno a nivel local para cada generador (control primario) y otro a nivel central para todos los generadores en un área específica (control secundario):

- *Control primario*: se desarrolla por medio un controlador proporcional en el que se sensa la diferencia entre la velocidad actual de la máquina y su velocidad nominal, para finalmente actuar por medio del gobernador de las máquinas. Van Cutsem y Vournas (2007) resumen el rol de este control en los siguientes 3 puntos:
 1. Mantener la velocidad de la máquina cerca de su valor nominal.
 2. Asegurar la participación automática de la máquina en cualquier cambio de generación requerido para mantener el balance de potencia activa.
 3. Proporcionar los medios para poder ajustar la producción de potencia activa de la unidad.
- *Control secundario*: este control se desarrolla por medio de un controlador integral programado en un software (*AGC*) que se ejecuta en los centros de control. En este caso, Van Cutsem y Vournas (2007) resumen su funcionalidad en:
 1. Debido a que el control primario tiene error permanente, es este control secundario el que se encarga de corregir la desviación de frecuencia que quedó.
 2. Mantener los intercambios de potencia entre distintas áreas, en los valores programados.

Para lograr estos objetivos, la frecuencia y las desviaciones en los intercambios de potencia programados, son combinados en una señal llamada

Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés). Finalmente el control secundario usa esta señal para ajustar las consignas de los generadores en su área de control.

Control de Tensión

La tensión y reactivo generado por un generador síncrono está directamente asociado a la magnitud de corriente directa que circula por los devanados de campo. Entre mayor sea la excitación, mayor serán las variables mencionadas, por lo tanto para controlarlas básicamente se tiene que manipular la excitación del devanado de campo.

La tarea mencionada anteriormente es llevada a cabo gracias a los reguladores automáticos de tensión (AVR por sus siglas en inglés). Estos sistemas permiten controlar la tensión en terminales del generador, así como también en un punto diferente, por ejemplo a en la barra de alta tensión del transformador elevador o en un punto dentro del generador. Sobre las ventajas que da controlar en uno de estos puntos u otro, Van Cutsem y Vournas (2007) explican que una regulación de voltaje más cercana a las cargas mejora la estabilidad de tensión, sin embargo si en este punto donde se está regulando se tienen varios generadores conectados con su AVR haciendo lo mismo, pequeñas diferencias en los parámetros del generador o regulador pueden resultar en grandes desbalances en las producciones individuales de potencia reactiva de los generadores.

La forma en que los AVR funcionan es comparando la medición real de tensión a controlar contra una tensión de referencia. La diferencia entre estos valores es procesada por el regulador, el cual básicamente se encarga de incrementar la excitación del generador cuando la tensión a controlar cae por debajo de lo deseado, o reducirla en caso contrario.

Más recientemente, la forma en que se obtiene y controla el DC en los devanados de campo es mediante rectificadores controlados por tiristores, sin embargo en el pasado esto fue llevado a cabo por máquinas de corriente directa por ejemplo.

Estos reguladores generalmente incluyen varios elementos más explicados por Van Cutsem y Vournas (2007), los cuales pueden imponer condiciones o restricciones en la corriente de excitación:

- *Estabilizador del sistema de potencia (PSS por sus siglas en inglés)*: este es un circuito de compensación diseñado para proveer par mecánico de amortiguamiento adicional a través del sistema de excitación. Algunas de las variables involucradas en este sistema son la frecuencia, velocidad y potencia activa. En régimen permanente el PSS tiene una salida de 0 y por ende no interfiere con las acciones de control del AVR.
- *Limitador de sub-excitación*: este limitador se encarga de prevenir una reducción excesiva en la excitación de la máquina, lo que podría ocasionar pérdida de sincronismo o sobrecalentamiento del estator.

- *Limitador Volts-por-Hertz*: se encarga de proteger el generador de un flujo magnético excesivo que puede resultar de un alto voltaje o baja frecuencia.
- *Limitador de sobre-excitación (OEL por sus siglas en inglés)*: este limitador se encarga de proteger al devanado de campo de una corriente excesiva que podría quemarlo.
- *Limitador de corriente de armadura*: su función es proteger los devanados del estator contra su sobrecalentamiento.

Un modelo genérico del AVR se puede observar en la figura 2.12. En este modelo se integran dos de los componentes recién mencionados: el OEL y el PSS. En cuanto al OEL, su integrador con límites L_1 y L_2 y el bloque previo, funcionan como un temporizador. En condiciones normales la corriente de campo I_F está por debajo de su límite máximo I_F^{lim} , haciendo que la entrada del integrador sea negativa y por ende manteniendo su salida saturada en L_1 . Al ser L_1 un parámetro negativo, el bloque del switch termina sacando su entrada inferior que corresponde a la diferencia de tensiones, por lo tanto, la operación del AVR en este caso está determinada únicamente por dicha diferencia de tensiones. Cuando una perturbación ocurre y la tensión controlada V_c cae, la tensión del devanado de campo E_{FD} aumenta, incrementando también I_F . Si esta condición se mantiene, I_F superará su valor límite I_F^{lim} , por lo que la entrada al integrador del OEL tendrá ahora un valor positivo y esto hará que su salida empiece a aumentar desde L_1 hasta que un tiempo t_i después, llega a tener un valor mayor o igual a cero. Al transcurrir t_i segundos, el switch conmuta haciendo que su salida sea negativa (K_2 es un parámetro positivo) y dado que la otra entrada del bloque *min* es positiva (V_c cayó por debajo de la referencia v_{ref}), este bloque terminará seleccionando la señal proveniente del OEL en lugar de la diferencia de tensiones. Finalmente esto generará una caída en E_{FD} e I_F y por ende, el devanado de campo será protegido de un sobrecalentamiento. Es importante recalcar que dependiendo del valor que se le asigne a los parámetros f y s del bloque previo al integrador, la función que define t_i se verá modificada y por ende se podrán tener diferentes tipos de temporizadores.

En cuanto al PSS, el cual corresponde a la rama inferior del diagrama que tiene como entrada la diferencia de velocidades $\Delta\omega$, se puede observar que el primer bloque correspondiente a un filtro paso alto, hace que en régimen permanente su salida sea cero, ya que $s \rightarrow 0$. El diagrama también permite ver que el modelo del PSS está conformado por dos funciones más correspondientes a bloques de adelanto y atraso. Estos aseguran un margen de fase aceptable y buena sensibilidad a ruido a altas frecuencias.

Sistemas Fotovoltaicos

La generación fotovoltaica ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años, modificando los esquemas tradicionales de generación. La evolución que han tenido estos sistemas les ha permitido desempeñar funciones que antes

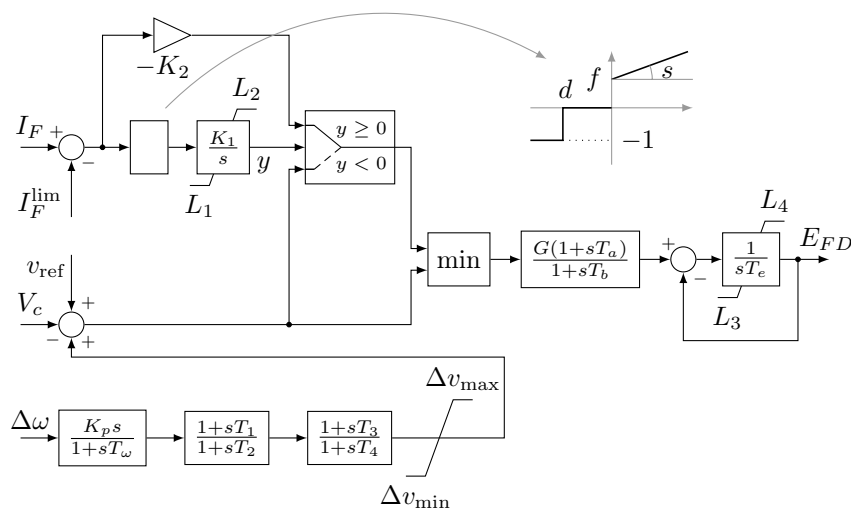


Figura 2.12: Modelo genérico de un AVR. Se muestran el OEL (arriba a la izquierda) y el PSS (abajo a la izquierda).

sólo eran llevadas a cabo por grandes generadores, dándoles un papel activo en las redes. Todo esto ha sido gracias al desarrollo de los inversores inteligentes.

Siendo uno de los DERs más importantes a usar en el algoritmo de control que se pretende desarrollar, resulta importante explicar brevemente su funcionamiento, así como las principales funciones de control que se han implementado en los inversores inteligentes.

Paneles PV

Un panel PV está conformado por una gran cantidad de celdas fotovoltaicas que aprovechan el efecto que les da su nombre para convertir la energía solar en energía eléctrica. El efecto fotovoltaico ocurre cuando un semiconductor es iluminado por luz que contiene una energía mayor al ancho de banda de energía del semiconductor. Esta luz es absorbida, generando pares electrón-hueco que son separados gracias al campo eléctrico de la unión pn del material, creando así una fuerza electromotriz entre el lado p y n del semiconductor (Fukuda, 1999).

Este fenómeno se ve influenciado por ciertas variables, las cuales terminan definiendo la potencia de salida. Salameh (2014) propone el modelo eléctrico de una celda solar considerando o no su resistencia interna. El modelo sin resistencia interna consiste en una fuente de corriente I_L en paralelo con un diodo por el que circula una corriente I_D .

Denotando la corriente entregada por la celda solar como I y aplicando ley de corrientes de Kirchhoff junto con la ecuación de Shockley, se obtiene la

ecuación que describe el comportamiento de una celda solar:

$$I = I_L - I_D \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right], \quad (2.13)$$

Donde:

I = corriente entregada por la celda (A)

I_L = corriente generada por la radiación solar (A)

I_D = corriente de saturación (A)

q = carga de un electrón (C): $1,6 \times 10^{-19}$ C

V = tensión entregada por la celda (V)

K = constante de Boltzmann (J/K): $1,38 \times 10^{-23}$ J/K

T = temperatura absoluta (K)

Como se puede ver en la ecuación (2.13), la corriente entregada por la celda (I), básicamente depende de 2 parámetros principales:

- *Irradiancia*: radiación solar percibida por unidad de área, entre mayor sea, más grande será la potencia de salida.
- *Temperatura*: al aumentar la temperatura de la celda, la eficiencia de la misma disminuye.

Existe un punto en el cual la potencia que entrega una celda solar es máxima: P_{max} . Este punto generalmente se identifica como MPP (maximum power point por sus siglas en inglés) y es en él que las celdas deben operar continuamente para garantizar su máximo aprovechamiento. Esta es una de las tareas que tienen a cargo los inversores, los cuales se explicarán a continuación.

Inversores Inteligentes

Estos elementos funcionan como el cerebro del sistema fotovoltaico, pues se encargan de su control. La función base de ellos es tomar la potencia DC que se produce en los paneles fotovoltaicos y transformarla en AC. Debido al impacto que pueden tener en las redes, deben desempeñar esta labor con ciertos criterios de calidad y confiabilidad.

Salameh (2014) resume las principales funciones de estos elementos en: garantizar la seguridad del sistema, maximizar la generación AC consistente con la operación del arreglo en el punto de máxima potencia, garantizar alta eficiencia en la conversión de energía y entregar potencia de alta calidad.

Como se ha dicho anteriormente se han desarrollado estándares que establecen requerimientos para estos sistemas, uno de estos es el IEEE-1547. Estos estándares han venido evolucionando a lo largo de los años. Inicialmente, el papel de los sistemas fotovoltaicos en la red era totalmente pasivo y así estaba definido en dichos estándares, por ejemplo en la versión del 2003 del IEEE-1547. Sin embargo conforme ha ido aumentando la penetración de los sistemas PV, las redes han demostrado que pueden ser gravemente afectadas.

Los principales perjuicios notados por la alta penetración y el papel pasivo de los inversores incluyen: problemas de tensión en redes de distribución, complicaciones en tensión o frecuencia por desenergización masiva de generación ante ciertas condiciones anormales en los sistemas de potencia. Un ejemplo de esto ocurrió en Europa, donde un disparo en cascada de varias líneas separó la red UCTE en 3 grandes áreas. Una de ellas enfrentó un desbalance de carga por falta de generación, lo que provocó que su frecuencia cayera a 49,5 Hz. Justo después de este decremento de frecuencia, una gran cantidad de DERs se dispararon ya que su umbral típico de frecuencia de disparo era de 49,5 Hz. Esto empeoró el desbalance de carga, lo que generó peores consecuencias y una mayor cantidad de carga a disparar (UCTE, 2017).

Como se puede ver, estos problemas demostraron la necesidad de que los inversores cumplieran con un papel más activo en el manejo de las redes. Es por esta razón que surgieron los denominados inversores inteligentes. Los principales cambios que se establecen en las nuevas versiones de los estándares incluyen la adición de las siguientes funciones:

- Capacidad de inyectar o consumir potencia reactiva.
- Soporte en tensión.
- Mayor capacidad de permanecer conectados a la red ante variaciones en la tensión o frecuencia del sistema.
- Soporte en frecuencia.

Para los objetivos de la investigación, una de las funciones más importantes viene a ser el soporte que estos dispositivos pueden realizar a la tensión del sistema. Los principales métodos de control de tensión que aparecen en IEEE (2018) son:

- Modo de factor de potencia constante
- Modo voltaje-potencia reactiva (Volt-VAR): este modo le permite al inversor controlar la potencia reactiva de salida como una función de la tensión. Un ejemplo de esta función se puede observar en la figura 2.13a.
- Modo potencia activa-potencia reactiva: en este caso, el inversor debe controlar la potencia reactiva de salida como una función de la potencia activa que está produciendo.
- Modo potencia reactiva constante
- Modo voltaje-potencia activa (Volt-Watt): finalmente este modo le permite al inversor controlar la potencia activa que inyecta a la red como una función de la tensión. La figura 2.13b muestra un ejemplo de la función que se usa en este caso.

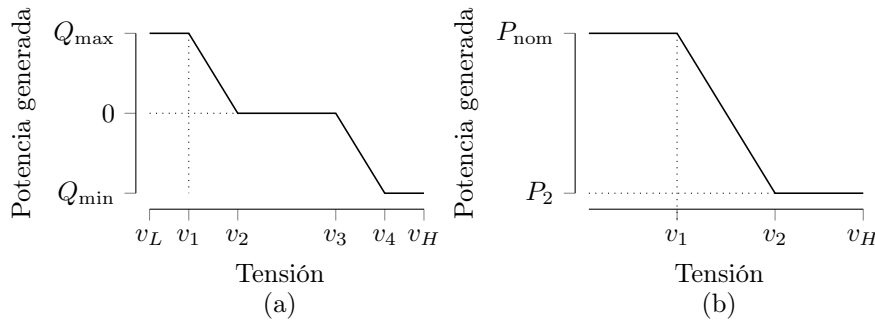


Figura 2.13: Principales modos de control de tensión. *a)* Curva volt-var. *b)* Curva volt-watt. Las tensiones v_L y v_H constituyen, respectivamente, los límites inferior y superior para la operación continua.

2.5. Cargas

Una vez vistos los principales tipos de generadores conectados a los sistemas de potencia, resulta importante detallar el comportamiento de su contraparte: las cargas. Estos elementos son la razón de ser de los sistemas de potencia y su comportamiento tanto en condiciones normales como ante eventos inesperados, tiene gran influencia en la estabilidad de la operación. Algunos ejemplos de las principales cargas incluyen motores de inducción, cargas termostáticas y baterías cargando.

Todas estas cargas reaccionan de forma distinta ante variaciones en la tensión, por lo que el efecto que tienen en el sistema varía. Otro aspecto sumamente importante en cuanto a las cargas es la flexibilidad en su operación. Una carga flexible permite que bajo cierta condición pueda ser interrumpida sin que esto se traduzca en una disconformidad para el usuario. Un ejemplo de esto son las cargas de aire acondicionado-calefacción, las cuales podrían ser desconectadas por alguna situación que se presente en la red, durante un tiempo máximo antes de que la temperatura alcanzada en el recinto llegue a un punto incómodo para el usuario. Lo mismo podría suceder con la carga de baterías, al usuario poco le interesa en qué momento se cargan, mientras estas cuenten con la carga necesaria cuando sean requeridas. Esto no sucedería con una carga como la de iluminación, pues en el momento en el que el usuario se disponga a usarla, cualquier interrupción impactaría el confort de la persona. Este aspecto es de vital importancia para el trabajo que se pretende realizar, pues esta flexibilidad permitirá que ante eventos anormales en el sistema de potencia, ciertas cargas puedan ser usadas para mejorar la estabilidad del sistema.

En esta sección se pretende dar una descripción de los principales tipos de cargas que se considerarán en el desarrollo del algoritmo de control a implementar en este trabajo. Finalmente se presentará el modelado exponencial y polinomial de las cargas.

Motores de inducción

Los motores de inducción son máquinas que cuentan con el mismo estator que una máquina síncrona, pero con un rotor diferente. Existen rotores de jaula de ardilla y rotores devanados. Las máquinas que cuentan con rotores devanados tienen la ventaja de que se les puede modificar su característica par-velocidad por medio de la inserción de una resistencia en el circuito del rotor. Sin embargo, su desventaja es que requieren un mayor mantenimiento debido al desgaste de escobillas y anillos rozantes. Cuando se aplica un conjunto de tensiones (y por ende de corrientes) trifásicas en el estator de estas máquinas, se induce un campo magnético giratorio. La velocidad con la que gira dicho campo magnético está dada por:

$$n_{sinc} = \frac{120f_s}{P}, \quad (2.14)$$

donde f_s es la frecuencia del sistema (Hertz) y P es el número de polos de la máquina. Esta velocidad se conoce como la velocidad síncrona de la máquina.

Por otro lado se tiene la velocidad a la que está girando el rotor. Debido a la diferencia entre la velocidad del campo magnético del estator y la velocidad del rotor, se induce una tensión en las barras o devanados del rotor. Esta tensión es proporcional a la magnitud del campo magnético, la velocidad relativa con respecto al rotor y la longitud de las barras. La tensión inducida produce una corriente en el rotor, la cual a su vez genera un campo magnético en el rotor y finalmente se induce un par de torsión.

La velocidad a la que el rotor puede girar está limitada por lo siguiente: si las barras del rotor giran a la velocidad síncrona, la velocidad relativa será 0 y por ende también la tensión inducida. Con esto desaparece también la corriente y el campo magnético en el rotor y consecuentemente el par inducido. Se define la velocidad de deslizamiento de la máquina como la diferencia entre la velocidad de los campos magnéticos y la velocidad mecánica del eje del motor, sin embargo, es más común utilizar el término *deslizamiento* para asociar estas cantidades. Este término se define como:

$$s = \frac{n_{des}}{n_{sinc}} = \frac{n_{sinc} - n_{mec}}{n_{sinc}} = \frac{\omega_{sinc} - \omega_{mec}}{\omega_{sinc}} \quad (2.15)$$

El deslizamiento s puede ser calculado por medio de velocidades relativas (en revoluciones por segundo) o de velocidades angulares (radianes por segundo).

Una máquina de inducción puede funcionar tanto como motor como generador. Para que funcione como motor su velocidad debe estar por debajo de la síncrona (n_{sinc}), mientras que para que opere como generador tendrá que girar a una velocidad mayor que n_{sinc} . Manteniendo el enfoque en el funcionamiento como motor, vale la pena destacar que para maximizar su eficiencia, estos son diseñados con el objetivo de que a plena carga el deslizamiento sea menor a 5%, lo que significa que operan cerca de la velocidad síncrona.

En cuanto al comportamiento de los motores durante perturbaciones en el sistema, Van Cutsem y Vournas (2007) mencionan que los motores de inducción

son elementos de gran importancia en la evaluación de estabilidad de los sistemas de potencia ya que restauran su carga muy rápidamente, en cuestión de un segundo. Cuando ocurre una perturbación en tensión, por ejemplo una caída, el par eléctrico entregado por el motor cae inmediatamente y con él la potencia activa y reactiva consumida. Sin embargo, debido a relación par-velocidad del motor, este recupera rápidamente el par eléctrico entregado. Esto lo logra al incrementar sus corrientes, por lo tanto restablece la entrega de potencia mecánica y el consumo de potencia eléctrica en un corto periodo de tiempo, sin importar si la tensión se mantiene por debajo de lo normal. En estado estacionario, la potencia activa consumida prácticamente se mantiene constante para un gran rango de tensiones. Para bajas tensiones se da un incremento de potencia debido al aumento de las pérdidas en el estator por las altas corrientes que se producen. En cuanto a la potencia reactiva, esta sí varía un poco más con la tensión, aumentando el consumo a altas o bajas tensiones. Vale la pena destacar que existe una mínima tensión en terminales en la cual el motor no es capaz de soportar la carga mecánica y se frena.

Cargas termostáticas

Entre las cargas que convierten energía eléctrica en térmica se encuentran las termostáticas, que son aquellas controladas por un termostato. Las más comunes son los sistemas de calefacción y aire acondicionado (HVAC) y los calentadores eléctricos de agua (EWH). A diferencia de los motores de inducción, estas cargas presentan un consumo de potencia sumamente flexible: es posible, por ejemplo, desconectarlas por segundos o incluso minutos y causar poca o ninguna molestia al usuario. Más específicamente, según lo clasifica Weber (2017), las cargas termostáticas gozan de tres propiedades:

Intensidad: Las cargas termostáticas se encuentran prácticamente en cualquier residencia e, incluso, en establecimientos comerciales e industriales, por lo cual su control tiene un impacto importante sobre el sistema eléctrico.

Frecuencia de uso: A diferencia, por ejemplo, de una secadora de ropa, los sistemas de aire acondicionado y los calentadores de agua se utilizan a diario, por lo cual es muy probable que estén operando en el momento en que se produzca una perturbación y se corra el riesgo de la inestabilidad.

Poca intrusividad: La desconexión de un aire acondicionado, por ejemplo, no tiene ningún efecto inmediato sobre el usuario, como sí lo tendría la desconexión de una cocina. Esta interrupción sería, entonces, poco intrusiva.

Por estas razones, los sistemas HVAC y EHW serán, en las redes del futuro, las cargas con las que siempre se podrá contar para controlar los consumos de potencia.

Justo después de una perturbación, las cargas termostáticas pueden ser desconectadas de inmediato. El tiempo que transcurra antes de la nueva puesta

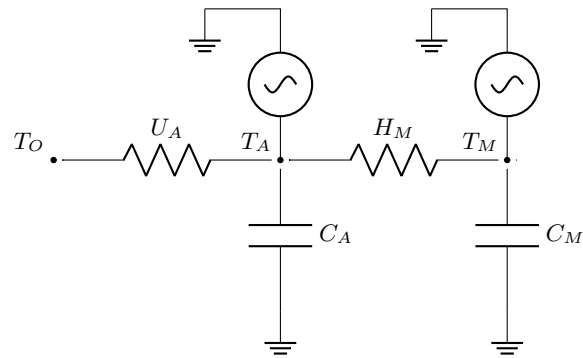


Figura 2.14: Modelo de parámetros concentrados de un sistema de calefacción o aire acondicionado residencial.

en operación depende del margen de error que se permita en la temperatura. Si, por ejemplo, se programa un aire acondicionado para mantener una habitación a $22\text{ }^{\circ}\text{C}$, podría permitirse una temperatura mínima de $21\text{ }^{\circ}\text{C}$, que podría tardar alrededor de veinte minutos en alcanzarse. Además, si se proveen los incentivos económicos necesarios, el margen de error podría incrementarse, con lo cual el consumo eléctrico del aire acondicionado disminuiría todavía más. Esta reducción en el consumo sería, desde luego, una forma eficaz de evitar la inestabilidad de tensión, dado que permite aprovechar mejor la potencia de los generadores distribuidos y que reduce la potencia que debe ser entregada por el sistema de transmisión en primer lugar. Cabe mencionar que esta conexión y desconexión periódica es, después de todo, la forma en que las cargas termostáticas operan cuando no son controladas (si un aire acondicionado enfriara continuamente, la temperatura bajaría demasiado). Lo único que cambiaría con un esquema de control sería, entonces, la frecuencia de estas desconexiones.

Para calcular la relación entre la potencia eléctrica, la cual afecta al sistema, y la temperatura, la cual es percibida por el usuario, debe recurrirse a modelos termodinámicos. Aunque esto se podría llevar a cabo con diferentes niveles de complejidad, un modelo de parámetros concentrados tiene una exactitud razonable (figura 2.14). Si T_O es la temperatura externa a la habitación, entonces la temperatura del aire interno T_A y la temperatura de las masas sólidas internas T_M varían de acuerdo a las entradas de calor del sistema, que se representa por fuentes de corriente, y no pueden variar drásticamente, lo cual se representa por capacitancias. De las entradas de calor, la más apreciable es la que modifica el valor de T_A directamente y que es igual, salvo errores debidos a la eficiencia, a la potencia eléctrica del sistema de calefacción o aire acondicionado.

Baterías

El principio fundamental de funcionamiento de una batería se basa en la conexión en serie o paralelo de un grupo de celdas. La conexión en serie permite una mayor tensión, mientras que la conexión en paralelo de celdas aumenta la capacidad de la batería. Durante la carga y descarga de la batería, los iones en el electrolito se mueven entre el ánodo y el cátodo, mientras que los electrones también fluyen entre ambos electrodos pero de manera externa. Actualmente se trabaja principalmente en el desarrollo de baterías de litio, sin embargo existen también otras tecnologías, como por ejemplo plomo-ácido y níquel-cadmio.

Salameh (2014) resalta ciertos puntos importantes sobre las baterías, los cuales vale la pena destacar:

- Entre más vieja sea una batería, menor será su capacidad de almacenamiento.
- Entre mayor sea la temperatura de la batería, mayor capacidad de almacenamiento tendrá, sin embargo no conviene que la temperatura sea muy alta pues sus reacciones químicas internas se aceleran y su tiempo de vida se acorta. Por el contrario, si su temperatura es muy baja, las reacciones químicas se hacen muy lentas y su potencia de salida se puede ver afectada.
- Entre más rápido se descargue una batería, su capacidad de almacenamiento será menor.
- La tensión de la batería es la mejor medición del estado de carga, entre mayor sea esta, más energía almacenada tendrá.
- Entre más rápido se cargue una batería, su tensión al final del proceso de carga será mayor. Lo contrario también aplica, entre más rápido se descargue una batería, su tensión al final del proceso de descarga será menor.
- Finalmente, cuando una batería no es capaz de retener una carga de al menos el 80 % de la capacidad original, su ciclo de vida se considera finalizado.

Modelado de cargas

Anteriormente se han explicado aspectos generales de ciertos tipos de carga específicos en los sistemas de potencia. Sin embargo, estas no incluyen la totalidad de cargas existentes. El modelado de las cargas es un asunto complicado pues la variedad es muy amplia y su operación puede ser muy distinta. Es esta la razón por la que estimar la composición de las cargas en una barra es complicado y más si se considera que esta composición puede cambiar con el tiempo y el clima por ejemplo.

Debido a las razones anteriores, cuando se modelan las cargas del sistema se realizan muchas simplificaciones y una de ellas es la representación agregada

o en conjunto de un grupo de cargas conectadas en una misma subestación. El modelado de este grupo de cargas tradicionalmente se clasifica en modelos dinámicos y estáticos. Según Kundur et al. (1994), la respuesta de las cargas compuestas a los cambios de tensión y frecuencia de amplitud moderada, es rápida y por ende el estado estacionario se alcanza en muy poco tiempo. Es por eso que en estos casos el uso de modelos estáticos se justifica.

En cuanto a los modelos estáticos, estos expresan las características de la carga en cualquier instante de tiempo, como una función de la tensión y frecuencia en dicho instante. Debido a que en los incidentes de estabilidad de tensión, las excursiones de frecuencia no son la principal preocupación (Van Cutsem y Vournas, 2007), se presentará únicamente la dependencia de tensión. Los principales modelos de carga estática son el exponencial y el polinomial.

Modelo Exponencial

Este modelo define la potencia activa y reactiva de la carga como una función exponencial de la tensión tal como se mostró en (2.12) (Van Cutsem y Vournas, 2007):

$$P = zP_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha$$

$$Q = zQ_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta$$

donde P_0 , Q_0 y V_0 son los valores de potencia activa, reactiva y tensión en la condición de operación inicial y z es un factor adimensional de demanda variable. En cuanto a α y β , estas representan las sensibilidades de las potencias de carga a la tensión:

$$\frac{dP/P_0}{dV/V_0} = \alpha \quad (2.16)$$

$$\frac{dQ/Q_0}{dV/V_0} = \beta \quad (2.17)$$

Se reconocen 3 casos especiales según estos exponentes:

- $\alpha = \beta = 2 \Rightarrow$ carga de impedancia constante
- $\alpha = \beta = 1 \Rightarrow$ carga de corriente constante
- $\alpha = \beta = 0 \Rightarrow$ carga de potencia constante

Modelo Polinomial

Este modelo es conocido también como modelo ZIP pues considera componentes de carga de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia

constante (P). Las ecuaciones para este modelo son (Van Cutsem y Vournas, 2007):

$$P = P_0 \left[a_P \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_P \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_P \right] \quad (2.18)$$

$$Q = Q_0 \left[a_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_Q \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_Q \right] \quad (2.19)$$

donde P_0 y Q_0 con las potencias activa y reactiva consumidas a la tensión de referencia V_0 y los coeficientes a_P , b_P , c_P , a_Q , b_Q y c_Q definen la proporción de cada componente, por lo que deben cumplir:

$$a_P + b_P + c_P = a_Q + b_Q + c_Q = 1 \quad (2.20)$$

Al observar las ecuaciones de potencia activa y reactiva de ambos modelos, queda claro que ante variaciones de tensión, dichas potencias cambian. Es por esta razón que el control de frecuencia puede requerirse incluso cuando ocurre un evento en el sistema que tuvo su origen en un problema de tensión. Pues si la tensión cae, la potencia de carga caerá también, haciendo que los gobernadores reaccionen.

2.6. Herramientas de simulación

Según se ha discutido, los fenómenos que conducen a la inestabilidad de tensión pueden darse en segundos o apenas fracciones de segundo. Si bien su estudio se ha acometido tradicionalmente, con miras a la eficiencia computacional, mediante un modelo estático, la dinámica de las cargas y los sistemas de control requieren en realidad uno transitorio. Es necesario, por tanto, que las simulaciones se lleven a cabo en el dominio del tiempo. Sin embargo, también es necesario que sigan siendo simulaciones eficientes; de otro modo, los estudios de estabilidad a largo plazo serían muy limitados. El programa que cumple esos requerimientos y que, por ende, es apropiado para esta investigación, es el Relaxable Accuracy Multithreaded Simulator of Electric Power Systems (RAMSES). Desarrollado en la Universidad de Liège, este programa ya se ha utilizado exitosamente para simular el efecto de recursos distribuidos para brindar soporte a la red de transmisión; véase, a manera de ejemplo, Valverde y Van Cutsem (2013). El propósito del siguiente apartado es explicar cómo RAMSES resuelve las variables del sistema eléctrico y, así, aclarar las restricciones que impone sobre el modelado tanto de las cargas como del sistema completo.

RAMSES

RAMSES es un programa de simulación de sistemas eléctricos de potencia que permite resolver sistemas de ecuaciones algebraicas y diferenciales de gran complejidad. RAMSES utiliza técnicas topológicas para particionar el sistema

en subdominios mientras que trata las cantidades de las interfaces con un enfoque basado en el complemento de Schur (Aristidou y Van Cutsem, 2013). Para reducir el tiempo de ejecución, utiliza técnicas de computación en paralelo. Para nuestro trabajo, este programa fue utilizado para la simulación de sistemas de potencia y su respuesta ante ciertos eventos en el dominio del tiempo. A continuación se detallan las ventajas de este programa.

Al decir que un programa resuelve las variables de un sistema eléctrico en el dominio del tiempo, se hace referencia, en realidad, a la solución de un sistema de ecuaciones algebraicas

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{V}) = \mathbf{0}$$

para los estados \mathbf{x} de las máquinas con dinámica apreciable y para las tensiones \mathbf{V} de todas las barras, así como la solución de la ecuación de estado

$$\Gamma \dot{\mathbf{x}} = \Phi(\mathbf{x}, \mathbf{V}).$$

Dado que tanto las ecuaciones algebraicas como las diferenciales son, en general, no lineales y que el sistema puede contener cientos de miles de variables, la solución de este sistema completo es una tarea formidable. Sin embargo, es posible acelerarla con ciertas suposiciones. Específicamente, RAMSES utiliza un proceso de aceleración numérica basado en la *descomposición* y en la *localización*. La descomposición supone que el sistema eléctrico está compuesto por tres partes. La primera es la red de transmisión; la segunda, las redes de distribución, y la tercera, el conjunto de cargas y generadores conectados a cada una de estas dos redes. Siguiendo la nomenclatura de Aristidou y Van Cutsem (2013), estos últimos elementos son los *inyectores*. La primera ventaja de la descomposición es que las redes pueden resolverse independientemente, lo cual desacopla ciertas variables de las otras y alivia la carga computacional de la solución. Para lograr esta solución independiente, se resuelve primero el sistema completo para las tensiones que se ubican en las subestaciones y que funcionan como variables de frontera. Para reducir el tiempo de cálculo, se eliminan las demás variables con un método algebraico: el complemento de Schur.¹

La segunda ventaja de la descomposición es que permite considerar la localización. Esta consiste en la distinción de inyectores según su proximidad eléctrica al lugar de ocurrencia de la perturbación y al efecto de dicha perturbación sobre su dinámica. Si durante una iteración dada la potencia aparente de un inyector cambia significativamente, entonces RAMSES resuelve sus ecuaciones dinámicas completas durante esa misma iteración. Si, por el contrario, su potencia aparente permanece casi constante, sus ecuaciones se sustituyen por unas más simplificadas. En el primer caso, se diría que el inyector es activo; en el segundo caso, que es latente. Cabe mencionar, además, que un inyector latente puede pasar a ser activo de una iteración a otra y viceversa. Aunque esto podrá concernir más al funcionamiento del programa que a los sistemas eléctricos propiamente, muestra que la correcta descripción de la dinámica de cada elemento es de suma importancia. Si, por ejemplo, no se modelaran

¹Un derivado de este método es la llamada reducción de Kron.

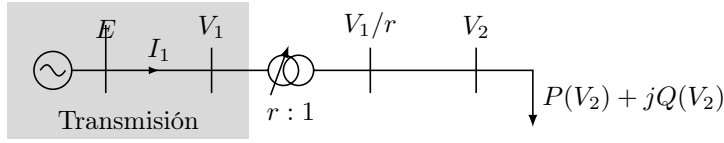


Figura 2.15: Diagrama unifilar para el análisis del NLI.

correctamente los motores de inducción, todos podrían, en un caso pesimista pero posible, convertirse en inyectores latentes y se dejaría entonces por fuera su efecto sobre la red.

La eficiencia de RAMSES se debe también a una aceleración numérica, la cual aprovecha la computación paralela. Dado que se resuelven las variables de frontera primero durante cada iteración, los subsistemas de distribución pueden entonces simularse de manera independiente a los otros. Así, es posible ejecutarlos como tareas paralelas y recortar el tiempo de ejecución considerablemente.

Indicador Inestabilidad de Tensión

El monitoreo de la estabilidad de tensión es un tema de alta prioridad en las investigaciones de potencia. Para este proyecto, el método denominado NLI (del inglés New LIVES Index) es utilizado (Vournas et al., 2017). Este nuevo método LIVES (del inglés, Local Identification of Voltage Emergency Situations) permite identificar con cierta anticipación cuándo una condición de inestabilidad de tensión a largo plazo ocurrirá en el sistema si acciones correctivas no son tomadas.

Este método se basa en mediciones de tensión y corriente (por medio de Phasor Measurement Units, PMU) en barras de transmisión localizados aguas arriba de los puntos de conexión de carga. A partir de estas mediciones, la potencia transmitida y la conductancia (vistas desde transmisión) son calculadas. Si un incremento en la conductancia permite un mayor flujo de potencia, entonces el área alimentada por la barra de transmisión que está siendo monitoreado se considera estable. Si por el contrario, ante un aumento de la conductancia, la potencia activa transmitida es incapaz de aumentar, entonces se considera un indicador de una posible condición de inestabilidad de tensión y una alarma debe ser enviada.

Para entender el funcionamiento de este método considere la figura 2.15. El método LIVES monitorea el cambio de V_2 posterior a un decremento del tap del transformador, teniendo como condición de estabilidad la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta V_2}{\Delta r} < 0 \quad (2.21)$$

En la condición anterior, una reducción de r puede ser monitoreada como una admitancia (y en particular, la conductancia G_1). Por otro lado, un cambio de V_2 puede ser monitoreado por medio de un cambio en la potencia activa consumida (P). Considerando esto, la condición de estabilidad LIVES (2.21)

puede ser transformada en el índice NLI de la siguiente manera:

$$\text{NLI} = \frac{\Delta P}{\Delta G_1} > 0 \quad (2.22)$$

donde

$$G_1 = \text{Re} \left\{ \frac{\mathbf{I}_1}{\mathbf{V}_1} \right\}$$

suponiendo que las mediciones V_1 e I_1 están disponibles. La diferencia en la igualdad de las ecuaciones (2.21) y (2.22) se debe a la relación inversa que existe entre r y G_1 . Es decir, un incremento en r está relacionado a una reducción de G_1 y viceversa. Por otro lado, P es proporcional a V_2^2 .

El hecho de que la condición (2.22) no dependa de r (LTC), hace que sea fácilmente generalizable. Un problema particular de este cálculo de NLI es que depende estrictamente de las diferencias ΔG y ΔP , por lo que deben estar adecuadamente definidas y filtradas, de forma tal, que el ruido en las mediciones debido a dinámicas de corto plazo, variaciones aleatorias, así como oscilaciones electromecánicas después de una perturbación, no afecten de gran manera su medición. Por ende, ventanas móviles de promedios para P y G son utilizadas. Esta ventana para G estaría definida de la siguiente manera:

$$\bar{G} = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} G(t - i\Delta t)$$

y de forma similar para P . Utilizando $N = 50$ y $\Delta t = 20ms$, la ventana móvil de promedios para P y G es de 1 s. Con el objetivo de obtener una tendencia a largo plazo y evitar rápidos transientes, las diferencias ΔG y ΔP son tomadas a ΔT mayores, por ejemplo 7 s. Matemáticamente:

$$\Delta G_k = \Delta G(t_k) = \bar{G}(t_k) - \bar{G}(t_k - \Delta T)$$

y de forma similar para P . Además, otra solución para minimizar el ruido durante periodos donde no hay cambios en la carga, es eliminar mediciones donde la diferencia en la conductancia de carga G es despreciable. Como el objetivo de este método es identificar condiciones de inestabilidad de tensión en casos de incremento de carga, valores negativos de ΔG son ignorados. Es decir, la condición para considerar o no las mediciones en un momento dado es la siguiente:

$$\frac{\Delta G(t)}{\bar{G}(t - \Delta t)} \geq \epsilon$$

donde ϵ puede tomar el valor de 0.001. Posteriormente, un filtro adicional es utilizado para calcular el promedio de las diferencias ΔP y ΔG :

$$\overline{\Delta G}_k = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} \Delta G_{k-i}$$

donde N es el número de ventanas promediadas. De forma similar, el cálculo es realizado para P . El NLI es calculado entonces en cada instante k :

$$NLI_k = \frac{\overline{\Delta P_k}}{\overline{\Delta G_k}}$$

Finalmente, para estabilizar aún más la medición, un promedio de 10 muestras de NLI_k es usado como filtro. Cuando el promedio $\overline{NLI_k}$ presente un cambio de signo (i.e de positivo a negativo), una señal de emergencia es enviada, la cual le indica al sistema que condiciones correctivas deben ser tomadas para evitar la inestabilidad de tensión en el sistema.

Capítulo 3

Modelado de los DERs y las cargas flexibles

En esta sección se presentan los modelos que caracterizan el comportamiento de los DERs (baterías y paneles fotovoltaicos) y algunas cargas flexibles (aires acondicionados con inversor y calentadores de agua). Los modelos utilizados para el caso de las cargas flexibles pueden ser encontrados en literatura existente, mientras que el modelo para el DER es una modificación propuesta basada en modelos existentes. Cabe resaltar, sin embargo, que la incorporación simultánea de todos estos modelos en una simulación del sistema eléctrico de potencia representa una novedad.

3.1. DER

Los paneles fotovoltaicos (PV, del inglés Photovoltaic) y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS, del inglés Battery Energy Storage Systems) han alcanzado un importante nivel de penetración en los sistemas de potencia modernos. Modelos dinámicos de gran escala y sistemas agregados de PV y BESS han sido desarrollados por el Consejo de Coordinación de Electricidad del Oeste (WECC, por sus siglas en inglés Western Electricity Coordinating Council). En particular, los modelos PVD1 (Western Electricity Coordinating Council (WECC), 2012) y DER_A (North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2019) son utilizados para representar modelos agregados de DERs. Sin embargo, dichos modelos no son adecuados para representar unidades individuales de PV en sistemas de baja tensión y por ende un nuevo modelo DER_D, derivado del DER_A, es utilizado para este proyecto.

El diagrama de bloques del modelo del DER_D propuesto se puede observar en la figura 3.1. Este modelo permite la representación de PVs y BESS desagregados a nivel residencial. Las entradas del diagrama cuyo nombre se señala con un * representan señales de referencia (setpoints). Un BESS puede ser modelado por medio de las líneas punteadas que se observan en la zona central

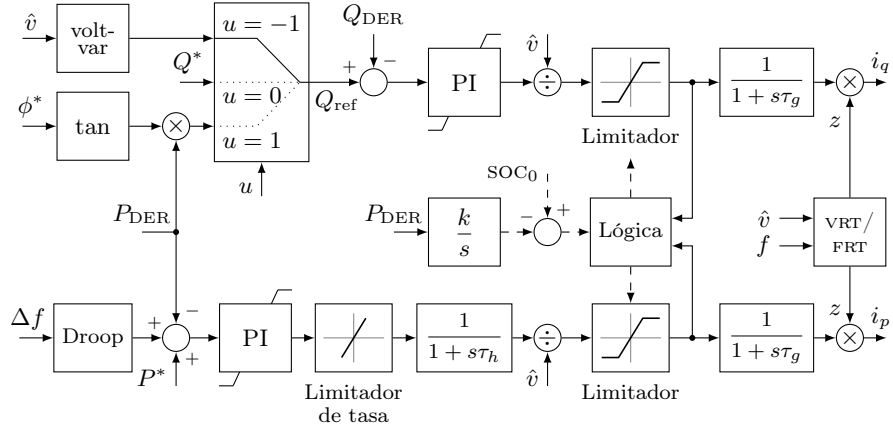


Figura 3.1: Diagrama de bloques del modelo DER_D propuesto.

de la figura 3.1. La salida del integrador, SOC_o , es utilizada para representar el estado de carga (SOC, del inglés State-of-Charge) de la batería durante su proceso de carga, descarga o inactividad (idle condition).

Dos controles PI (Proporcional-Integral) son incluidos en el modelo, ya sea para PV o BESS. Estos dos controles PI son utilizados para el control de potencia reactiva y activa respectivamente. En cuanto al control de potencia reactiva, el modelo presenta 3 modos de operación: potencia reactiva constante ($u = 0$), factor de potencia constante ($u = 1$) o curva volt-var ($u = -1$). Con respecto al control de potencia activa, cuenta con un bloque de estatismo que le permite participar en el control primario de frecuencia. La lógica para limitar las corrientes (i_p e i_q) y la selección de prioridad para el control de potencia activa o reactiva son funcionalidades incluidas en este modelo (similar al modelo DER_A).

Con el objetivo de representar cada DER de forma independiente, y además, cumplir con las normas IEEE Std. 1547 (IEEE, 2018), el modelo DER_D integra un esquema de disparo basado en las características "Voltage and Frequency Ride-Through (VRT/FRT)". Este esquema establece tiempos mínimos de permanencia ante eventos anormales de tensión y frecuencia para respaldar la estabilidad del sistema. Esta lógica es implementada a través del multiplicador binario z . A diferencia del DER_D, las curvas VRT y FRT disparan al DER en lugar de disparar una fracción, esto debido a que la variable está pensada para representar unidades individuales. La figura 3.2(a) representa tanto las curvas para niveles de tensión altos (HVRT) y bajos (LVRT). De forma similar, la figura 3.2(b) lo hace para el caso de frecuencia.

La región de operación continua en las curvas VRT y FRT representa condiciones de operación normal. En esta región, las potencias de salida P_{DER} y Q_{DER} , están determinadas respectivamente por las corrientes i_p e i_q que son reguladas por controladores PI. En la región de operación obligatoria (Mandatory

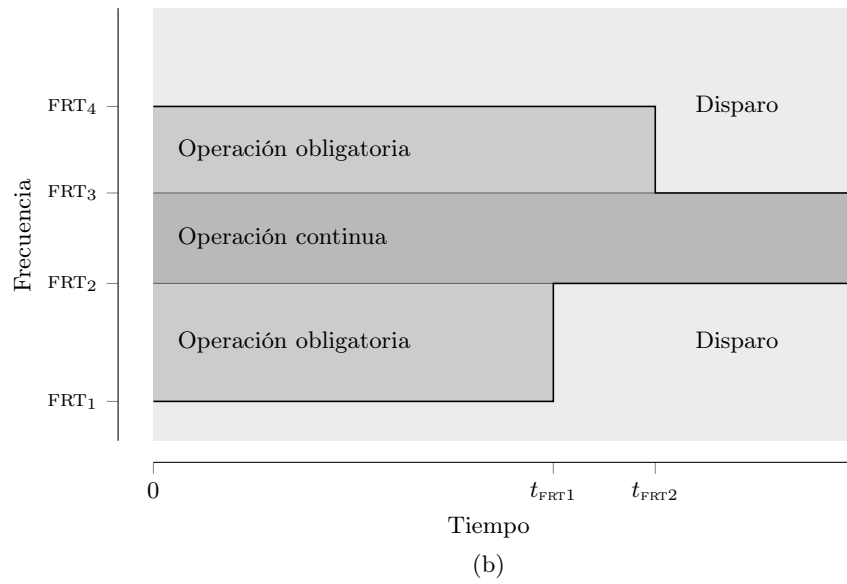
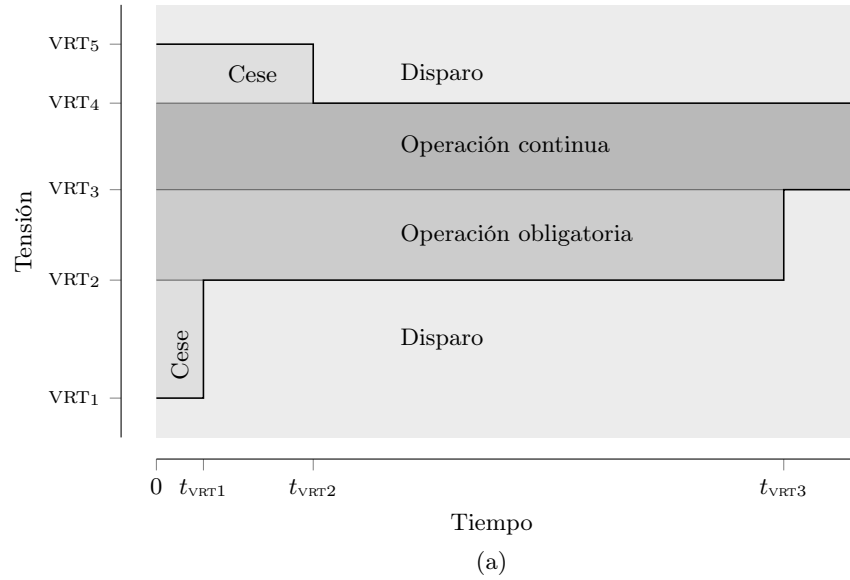


Figura 3.2: Curvas utilizadas en el modelo propuesto del DER_D. (a) Curva de *voltage ride-through* (*VRT*). (b) Curva de *frequency ride-through* (*FRT*) (IEEE, 2018).

Operation), los DERS deben ser capaces de mantener sus potencias de salida durante una perturbación, siempre y cuando su duración no sea superior a t_{VRT3} segundos para LVRT o t_{FRT1} y t_{FRT2} segundos para FRT. Finalmente, en la región de cese de operación (Cease Operation), el DER puede continuar intercambiando corriente o detener este intercambio con el sistema. Sin embargo, esto no significa un disparo, puesto que el DER debe ser capaz de recuperar su potencia de salida si las condiciones de operación normal son restablecidas antes de que haya transcurrido t_{VRT1} o t_{VRT2} .

3.2. Unidades de AC convencionales y con inversor

Las unidades convencionales de aires acondicionados (AC) mantienen la temperatura ambiente de una habitación entre dos límites T_- y T_+ . Cuando la temperatura de la habitación cae por debajo de T_- , el AC se apaga y se enciende nuevamente cuando la temperatura supera T_+ . Este comportamiento tiene como resultado un consumo cíclico de potencia entre 0 W y la potencia eléctrica del compresor ($P_{AC-conv}$) de la unidad del AC. Por el contrario, unidades modernas de AC están equipadas con inversores que modifican la frecuencia del compresor del AC de acuerdo a los requisitos de temperatura de la habitación. Este control le permite al AC operar de forma continua, pero a un muy bajo consumo de potencia.

Para describir las dinámicas térmicas (tanto del AC convencional como con inversor) se considera un modelo de dos masas basado en el concepto de balance de energía propuesto por (Zhang et al., 2013). La temperatura de la habitación T_a y de las masas sólidas T_m evolucionan con el tiempo de acuerdo a las ecuaciones diferenciales descritas a continuación:

$$\begin{aligned} C_a \frac{dT_a}{dt} &= T_m H_m - T_a (U_a + H_m) + T_o U_a + (Q_i + Q_s)/2 - Q_{AC} \\ C_m \frac{dT_m}{dt} &= H_m (T_a - T_m) + (Q_i + Q_s)/2 \end{aligned} \quad (3.1)$$

En estas ecuaciones, C_a y C_m representan las capacitancias térmicas del aire y de las masas sólidas (materiales de construcción y muebles) respectivamente. T_o es la temperatura externa de la habitación, U_a es el coeficiente de transferencia térmica entre el interior y exterior de la habitación para las masas de aire. Similarmente, H_m , es el coeficiente de transferencia térmica entre las masas del aire y las masas sólidas. Además, Q_i es la ganancia calórica generada por aparatos eléctricos como computadoras o luces, Q_s es la ganancia calórica debido a la radiación solar y finalmente Q_{AC} es la potencia calórica removida por el AC.

La principal diferencia entre ambas unidades radica en su modelado eléctrico. Para el caso de la unidad de AC convencional, se considera el modelo de una máquina de inducción para representar el motor encargado de mover el compresor del AC. Como se explicó anteriormente, este motor se estará apagando y encendiendo de forma cíclica de acuerdo a la temperatura T_a , de tal forma

que su estado en cada instante i (Em_i) está determinado por el siguiente ciclo de histéresis:

$$Em_i = \begin{cases} Encendido, & \text{si } T_a > T_+ \\ Apagado, & \text{si } T_a < T_- \\ Em_{i-1}, & \text{si } T_- < T_a < T_+ \end{cases} \quad (3.2)$$

Donde Em_{i-1} corresponde al estado en que quedó el motor después del último cambio realizado. En otras palabras, si el motor estaba encendido y T_a cae por debajo de T_- , este se apagará y continuará así hasta que T_a supere T_+ . De forma similar, si el motor estaba apagado y T_a supera T_+ , este se encenderá y continuará así hasta que T_a caiga nuevamente por debajo de T_- , cumpliendo así con el ciclo de histéresis.

La relación entre $P_{AC-conv}$ y Q_{AC} está dada por la eficiencia del compresor η_{comp} y el coeficiente de desempeño del ciclo termodinámico (COP por sus siglas en inglés), siguiendo la siguiente ecuación:

$$Q_{AC} = P_{AC-conv} \cdot COP \cdot \eta_{comp} \quad (3.3)$$

Por otro lado, la integración del sistema térmico al sistema eléctrico para el AC con inversor se puede observar en la figura 3.3. La frecuencia del compresor (f_{AC}) cambia si la diferencia entre T_a y la temperatura deseada $T_{set} = (T_+ + T_-)/2$ es tal que excede el valor del deadband. Posteriormente, un controlador PI es utilizado para controlar dicha frecuencia (limitada por f_{ACmin} y f_{ACmax}). Cuando la temperatura T_a cae por afuera de estos límites, el controlador se encarga de modificar (f_{AC}) para recuperar T_a dentro de los límites dados por el deadband (Hui et al., 2019).

La potencia demandada P_{inv} y el calor extraído por el AC son función de f_{AC} en el dominio de la frecuencia como se muestra a continuación Hui et al.

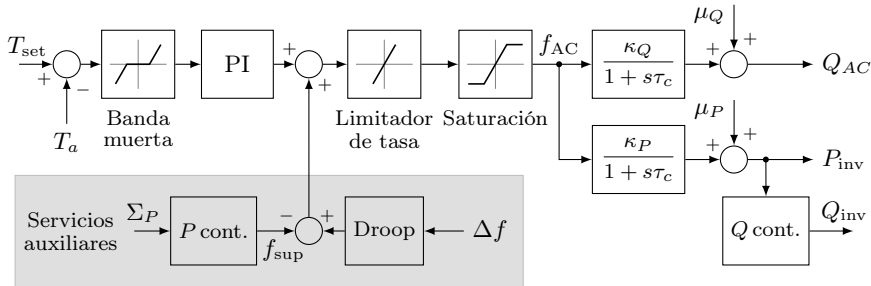


Figura 3.3: Controlador interno de las unidades de AC con inversor.

(2019):

$$\begin{aligned} P_{\text{inv}}(s) &= \frac{\kappa_P}{1 + s\tau_c} f_{\text{AC}}(s) + \mu_P \\ Q_{\text{AC}}(s) &= \frac{\kappa_Q}{1 + s\tau_c} f_{\text{AC}}(s) + \mu_Q \end{aligned} \quad (3.4)$$

donde κ_P , κ_Q , μ_P , μ_Q son coeficientes constantes dados por el AC y τ_c es la constante de tiempo del compresor. La potencia reactiva de salida Q_{inv} depende de la capacidad del inversor para consumir o inyectar potencia reactiva, en función de la potencia activa demandada P_{inv} . Para este proyecto se considera que el inversor puede cambiar la potencia reactiva de salida por medio del controlador PI que se encuentra dentro del bloque de control de potencia reactiva ("Q cont.") en el diagrama de bloques de la figura 3.3.

3.3. Calentadores eléctricos de agua

Los calentadores de agua (EWH: Electrical Water Heater) están descritos por el modelo térmico estratificado por zonas considerado por (Zuñiga et al., 2017). Este modelo incluye una zona de alta, mixta y baja temperatura como se puede apreciar en la figura 3.4.

Se supone que hay dos elementos térmicos independientes localizados en la zona de alta temperatura y otro en la zona de baja temperatura. La salida de agua caliente se encuentra en la parte superior del tanque y es la que será utilizada por el usuario. Por el contrario, el agua fría ingresa por la zona inferior del tanque (zona de temperatura baja). De forma similar al caso del AC, el comportamiento de la temperatura está definido para cada zona: alta T_H , mixta T_M y baja T_L . Estas temperaturas evolucionan a través del tiempo de acuerdo

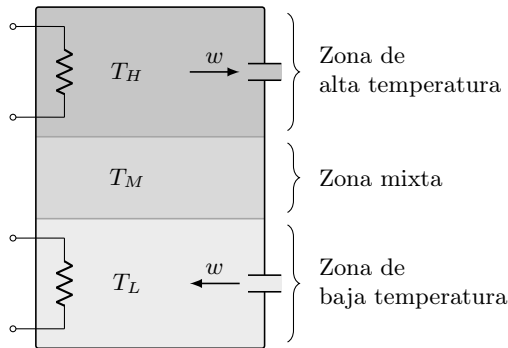


Figura 3.4: Modelo del EWH y sus zonas de temperatura.

con las ecuaciones diferenciales que se detallan a continuación:

$$\begin{aligned}
C_{pH} \frac{dT_H}{dt} &= \rho_W w c_p (T_M - T_H) + G_{scH} (T_o - T_H) + K_{sM} T_M - K_{sH} T_H + Q_H \\
C_{pM} \frac{dT_M}{dt} &= \rho_W w c_p (T_L - T_M) + G_{scM} (T_o - T_M) + K_{sH} T_H - 2K_{sM} T_M + K_{sL} T_L \\
C_{pL} \frac{dT_L}{dt} &= \rho_W w c_p (T_{in} - T_L) + G_{scL} (T_o - T_L) + K_{sM} T_M - K_{sL} T_L + Q_L
\end{aligned} \tag{3.5}$$

C_{pX} es la capacitancia térmica de la zona alta ($X = H$), mixta ($X = M$) y baja ($X = L$) respectivamente. ρ_W es la densidad de masa del agua y c_p es el calor específico del agua. Los coeficientes G_{scX} representan las pérdidas entre cada zona y el ambiente y dependen de la resistencia térmica y aislamiento del tanque. K_{sX} es el coeficiente de conductividad térmica para cada zona y define el intercambio de calor entre zonas. Q_X es el calor producido por los elementos térmicos localizados en las zonas de alta y baja temperatura. Las temperaturas del exterior y del agua de entrada al tanque están dadas por T_o y T_{in} respectivamente. Finalmente, w es la tasa de flujo de agua que ingresa y sale del tanque.

Desde el punto de vista eléctrico, el EWH está modelado por dos resistores idénticos cuya potencia nominal es P_{WH} . La temperatura de las zonas de alta y baja están controladas por termostatos (por medio de histéresis) que siguen un esquema maestro-esclavo, donde solo un resistor puede estar activo a la vez. Cuando ambas temperaturas (T_H y T_L) se encuentran fuera de los límites permitidos, el resistor en la zona alta tendrá prioridad (maestro). El consumo de potencia para cada resistor queda entonces definido de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
P_H &= \begin{cases} P_{WH}, & \text{si } T_H < T_- \\ 0, & \text{si } T_H > T_+ \end{cases} \\
P_L &= \begin{cases} P_{WH}, & \text{si } T_L < T'_- \text{ y } P_H = 0 \\ 0, & \text{en cualquier otro caso} \end{cases}
\end{aligned} \tag{3.6}$$

donde P_H (resp. P_L) y T_- (resp. T'_-) son la potencia demandada por el resistor y la temperatura mínima permitida en la zona de alta (resp. baja) respectivamente. De forma similar, T_+ es la máxima temperatura permitida para ambas zonas. El consumo de potencia del EWH dependerá entonces de los resistores y la tensión aplicada en sus terminales.

3.4. Resultados

Con el objetivo de mostrar el funcionamiento correcto del calentador de agua se presenta la figura 3.5. Para este caso, una unidad de 2.5 kW fue considerada. Otros datos importantes para dicha unidad son los siguientes: $T_- = 55^\circ C$, T_+

$= 60^{\circ}\text{C}$ y $T'_L = 48^{\circ}\text{C}$. Nótese cómo las temperaturas T_H y T_L muestran un comportamiento aproximadamente cíclico de encendido y apagado debido a su control por termostato. Cuando T_H (resp. T_L) cae por debajo de su límite inferior 55°C (resp. 48°C) el calentador de agua se enciende y comienza a calentar la resistencia superior (resp. inferior). Además, puede observarse que en ningún momento el consumo de potencia del calentador de agua llega a ser 5.0 kW (las dos resistencias encendidas) debido al esquema maestro-esclavo que maneja esta unidad. En caso de que tanto T_H como T_L se encuentren fuera de su límite inferior de temperatura, solo la resistencia superior encargada de T_H se encendería puesto que esta es la zona prioritaria. Dicha zona es la de mayor importancia dado que es el punto de donde el usuario consume el agua caliente y por lo tanto debe mantenerse la mayor parte del tiempo dentro del rango de temperatura deseado.

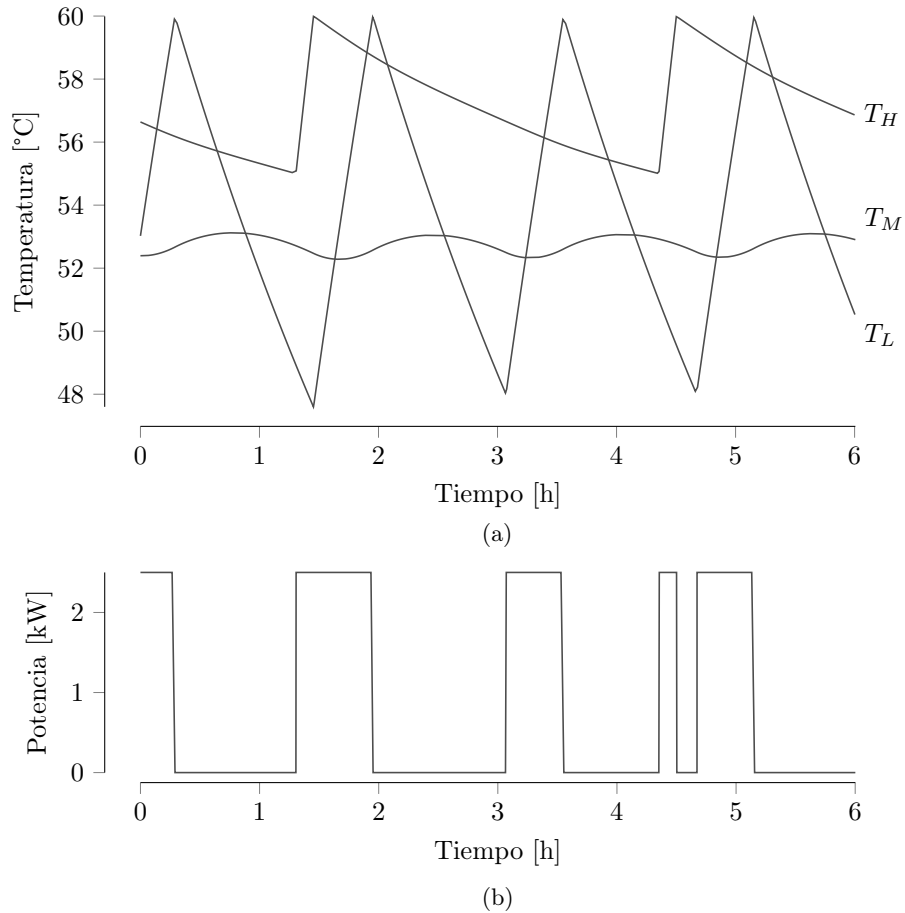


Figura 3.5: Verificación del modelo del EWH.

Capítulo 4

Construcción del sistema de prueba

En este capítulo se propone una metodología para construir sistemas de prueba con los niveles de alta, media y baja tensión (AT, MT y BT) combinados. Con estos sistemas sería posible validar futuros esquemas de coordinación entre TSO y DSO, pues capturan las interacciones complejas entre las redes de transmisión y distribución en presencia de DERs. Si bien no se espera que los TSO y DSO dispongan de modelos tan detallados y computacionalmente demandantes, sí se prevé una aplicación en la academia.

Para crear el sistema con los tres niveles de tensión, se parte de subsistemas de prueba existentes. El primer subsistema lo compone una sola red de AT, cuya dinámica debe ser conocida y, preferiblemente, inestable después de ciertas perturbaciones. El segundo subsistema lo componen las redes de MT. Finalmente, el tercer subsistema lo componen las redes de BT, que necesariamente deben ser elementos de un conjunto grande para garantizar una topología diversa. La metodología consiste entonces en ubicar DERs y cargas en las redes de BT y finalmente conectar los tres subsistemas de modo que coincidan los flujos de potencia en sus interfaces.

El apartado 4.1 da ejemplos de redes que sirven como subsistemas y a las cuales se les llama *redes base*. El apartado 4.2 presenta la metodología para conectar dichas redes manteniendo la continuidad de los flujos de potencia, mientras que el apartado 4.3 presenta resultados que la validan. Finalmente, el apartado 4.4 describe el sistema utilizado en los capítulos posteriores.

4.1. Ejemplos de redes base

Por un lado, un ejemplo de red base de AT es el sistema de prueba Nordic32 (figura 4.1 en la página siguiente), documentado por Van Cutsem et al. (2020). Se eligió este sistema porque carece de estabilidad de tensión tras la apertura de ciertas líneas y porque además incluye todos los componentes que juegan un papel importante en este fenómeno (Van Cutsem et al., 2020). Sin embargo, se debe resaltar que este sistema se utiliza solo en este capítulo con fines ilustrativos y también para demostrar la necesidad de una red detallada; los

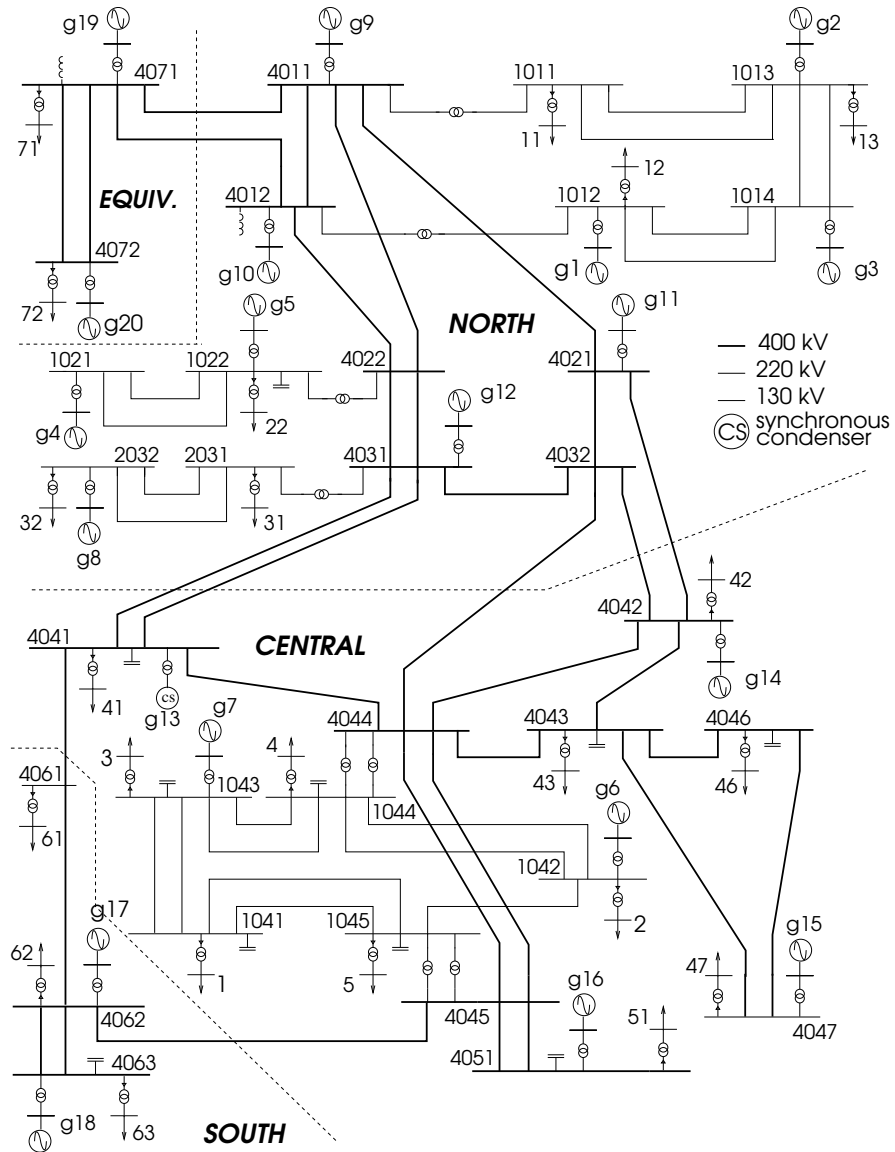


Figura 4.1: Ejemplo de red base de AT. Este es el llamado sistema de prueba Nordic32 (Van Cutsem et al., 2020) y es utilizado en este capítulo solo con fines ilustrativos.

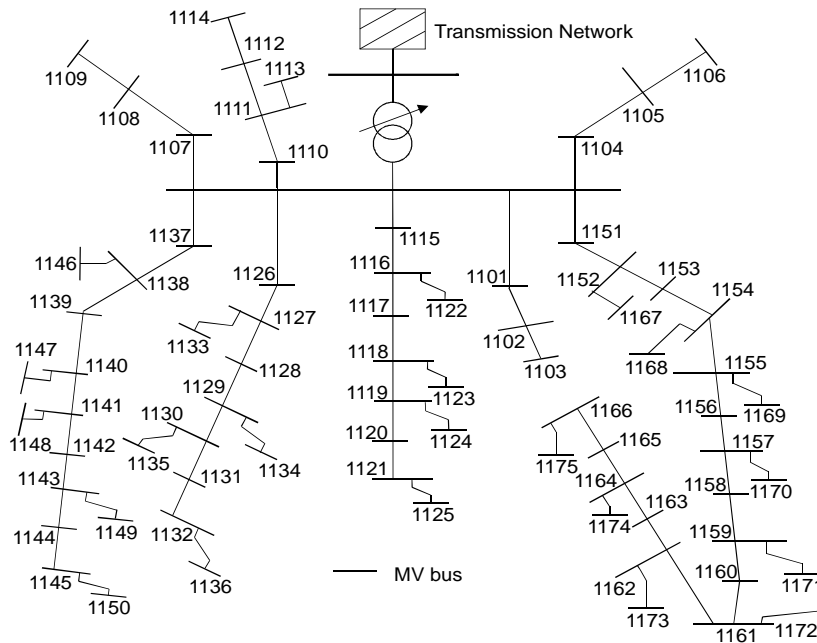


Figura 4.2: Ejemplo de red base de MT. Esta topología es representativa de los sistemas de distribución del Reino Unido (autoría del profesor tutor).

capítulos posteriores utilizan, por limitaciones computacionales, otros sistemas más pequeños pero que están limitados por estabilidad de tensión. En el modelo original del Nordic32, las redes de MT son modeladas como cargas agregadas. Se tiene un total de 32 barras de transmisión, 22 barras de distribución y 20 barras a las que se conectan generadores, para un total de 74 barras. Además, se tiene un total de 60 líneas de transmisión, 22 transformadores reductores y 20 transformadores elevadores. Por otro lado, un ejemplo de red base de MT es la desarrollada por el Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy Centre (2015), que se muestra en la figura 4.2. Esta red es trifásica, radial y diseñada para operar a 11 kV. Contiene un total de 75 barras, 73 líneas y un transformador reductor.

Las redes de BT son seleccionadas a partir de un conjunto más numeroso. En este trabajo, este conjunto consta de catorce redes con características europeas, desarrolladas por Fennan (2018). Estas también son redes trifásicas y radiales, pero están diseñadas para operar a 0.4 kV. La red más pequeña contiene 97 barras en total, de las cuales 48 son de carga. La red más grande, por su parte, contiene 321 en total, de las cuales 165 son de carga. Las topologías fueron dibujadas en un sistema de información geográfica y los parámetros de los modelos II fueron calculados a partir de la geometría de las líneas. Como se quiere construir un sistema para estudiar la estabilidad de tensión, se supone que

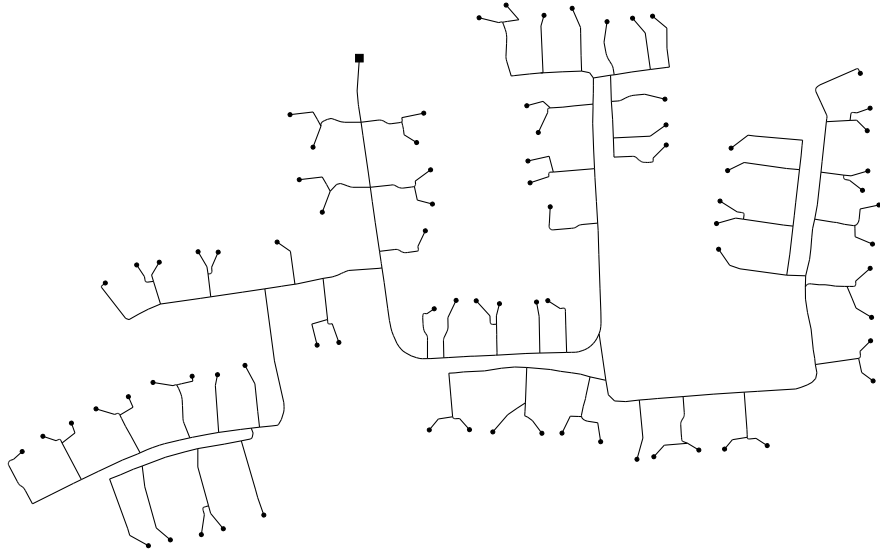


Figura 4.3: Una de las catorce redes base utilizadas para construir el subsistema de BT. Esta red es alimentada por un transformador reductor de MT a BT (cuadrado) y contiene en particular 79 barras de carga (círculos).

las redes están equilibradas y se consideran, por lo tanto, solo las impedancias de secuencia homopolar. Para reducir el costo computacional de simulaciones posteriores, se eliminan las barras sin inyección de potencia, lo cual reduce también el número de líneas de transmisión independientes que deben simularse. Este último paso es crítico, dado que el resto de la metodología se basa en el cálculo repetido de flujos de potencia.

En este trabajo, cada red de BT es alimentada por un transformador reductor de 500 kVA, cuyas tensiones nominales son 11 kV/0.4 kV y cuyas derivaciones son cinco, en un rango de $\pm 5\%$. Las resistencias serie de todos los transformadores se distribuyen uniformemente entre 1% y 2% en la base propia de la unidad, mientras que las reactancias serie, expresadas también en dicha base, se distribuyen uniformemente entre 6% y 8%. La figura 4.3 muestra una de las redes de BT descritas.

4.2. Metodología

La conexión de los subsistemas es llevada a cabo en cuatro pasos. Primero, si el conjunto de redes de BT no es lo suficientemente numeroso, se obtienen más de dichas redes modificando ligeramente las existentes. Segundo, se ubican DERs y cargas en diferentes barras de BT. Tercero, para llevar a cabo la conexión propiamente, se reemplazan cargas agregadas de AT por la red de MT con ciertas cargas; seguidamente, se reemplazan cargas agregadas de MT por redes de BT. En cada caso, se selecciona el subconjunto de redes cuya demanda

total se aproxima mejor a la carga agregada. Finalmente, se lleva a cabo una reubicación de las cargas de modo que la desagregación sea exacta. Para ilustrar la metodología, primero se le aplica solamente para extender el sistema de AT y MT desarrollado por Pilatte et al. (2019) a uno de AT, MT y BT. Después, en el apartado 4.4, se le aplica para conectar tres subsistemas completamente independientes. A continuación se detalla cada uno de los cuatro pasos.

Diversificación de las redes base

Si el número de redes de BT disponibles es reducido, la ubicación inicial de DERs y cargas podría requerir cambios sustanciales para que la desagregación sea exacta. Además, diferentes cargas de MT podrían ser desagregadas usando las mismas redes de BT, lo que conduciría a una topología poco realista. Dado que el número de redes base puede estar limitado por factores externos, como la disponibilidad pública de topologías y parámetros de líneas, se propone diversificar el conjunto de redes mediante la modificación de las redes existentes.

El criterio utilizado para modificar la red k -ésima N_k es el número de barras de carga que las redes nuevas deben contener. Para que el conjunto sea más diverso, estos números deberían estar uniformemente distribuidos entre un máximo y un mínimo. A continuación se denota el conjunto de barras de carga de N_k con \mathcal{L}_k y su cardinalidad con $|\mathcal{L}_k|$. Si el conjunto diverso resultante $\mathcal{N} = \{N_1, N_2, \dots, N_n\}$ es tal que $|\mathcal{L}_i| \leq |\mathcal{L}_k|$ siempre que $i \leq k$, entonces cada $|\mathcal{L}_k|$ debería estar uniformemente distribuido entre $|\mathcal{L}_1|$ y $|\mathcal{L}_n|$. Para lograr esto, se establece la cantidad deseada de redes adicionales M como un parámetro y se genera una lista a_1, a_2, \dots, a_M de enteros que se encuentren uniformemente distribuidos entre $|\mathcal{L}_1|$ y $|\mathcal{L}_n|$. Después, para $1 \leq i \leq M$, se obtiene una red con exactamente a_i barras a partir de una de las redes base. Esto se lleva a cabo eliminando aleatoriamente un total de $|\mathcal{L}_k| - a_i$ barras de carga de la red base N_k cuyo conjunto \mathcal{L}_k de barras de carga satisface $|\mathcal{L}_{k-1}| \leq a_i < |\mathcal{L}_k|$. Después, se añade esta nueva red al conjunto diverso. Cada vez que se elimina una barra de carga L de N_k , se eliminan también las líneas conectadas a ella.

Ubicación de DERs y cargas

Una vez que se obtuvo un conjunto grande \mathcal{N} , se ubican DERs y cargas en cada una de las barras de carga $L \in \mathcal{L}_k$ de cada red $N_k \in \mathcal{N}$ de modo tal que la potencia consumida en L es realista. Este paso es crítico, pues la ubicación de DERs y cargas es la que determina la respuesta del sistema a perturbaciones y acciones de control. Dado un conjunto \mathcal{D} de tipos posibles de DERs y cargas, se toman tres decisiones consecutivas: si un DER o una carga de tipo $d \in \mathcal{D}$ está conectado a L , si el DER o la carga está encendido o apagado y, finalmente, cuánta potencia consume o genera el DER o la carga.

Para la primera decisión, se define $\Omega: \mathcal{L} \times \mathcal{D} \rightarrow \{\text{CIERTO}, \text{FALSO}\}$ como

$$\Omega(L, d) = \begin{cases} \text{CIERTO} & \text{si un DER o una carga de tipo } d \text{ está conectado a } L, \\ \text{FALSO} & \text{si no lo está.} \end{cases}$$

Para implementar esta función, se define una fracción f_d de barras de carga que contendrán DERs o cargas de tipo d y se ubican dichos DERs o cargas en toda la red de BT. Más específicamente, si se establece $n_d = \lfloor f_d |\mathcal{L}_k| \rfloor$, entonces se puede definir la función Ω formando la lista $\Omega_1, \Omega_2, \dots, \Omega_{|\mathcal{L}_k|}$ con $\Omega_i = \text{CIERTO}$ para $1 \leq i \leq n_d$ y $\Omega_i = \text{FALSO}$ para $n_d < i \leq |\mathcal{L}_k|$, encontrando una permutación aleatoria σ de dicha lista y, finalmente, estableciendo $\Omega(L_i, d) = \sigma(i)$, donde L_i es la i -ésima barra de carga en \mathcal{L}_k .

Para tomar la segunda decisión, se define $\Gamma: \mathcal{L} \times \mathcal{D} \rightarrow \{1, 0\}$ como

$$\Gamma(L, d) = \begin{cases} 1 & \text{si el DER o carga de tipo } d \text{ en } L \text{ está encendido,} \\ 0 & \text{si no lo está.} \end{cases}$$

Para que la ubicación de DERs y cargas sea representativa del régimen permanente, Γ debe ser 1 con una probabilidad π_1 igual al ciclo de trabajo del DER o carga de tipo d en L y 0 con una probabilidad $1 - \pi_1$. Esta consideración es particularmente importante en el caso de las cargas controladas termostáticamente, las cuales conmutan periódicamente. El ciclo de trabajo de una unidad de AC convencional, por ejemplo, ronda el 20% (Pipattanasomporn et al., 2013), de modo que la probabilidad de que esta unidad se encuentre encendida en un instante dado es $\pi_1 = 0,2$.

Finalmente, para tomar la tercera decisión, se define una función $p_n: \mathcal{L} \times \mathcal{D} \rightarrow \mathcal{P}_d$, donde \mathcal{P}_d es un conjunto de potencias activas predefinidas para el tipo $d \in \mathcal{D}$ de cargas o DER, y una función similar $q_n: \mathcal{L} \times \mathcal{D} \rightarrow \mathcal{Q}_d$, donde \mathcal{Q}_d es un conjunto de potencias reactivas predefinidas. En general, es falso que cierto DER o carga va a demandar su potencia predefinida $p_n + jq_n$ a cualquier tensión. Sin embargo, esta aproximación simplifica significativamente la desagregación, pues desacopla el cálculo de los flujos de potencia de la inicialización de los modelos dinámicos de cada DER o carga.

Dadas las tres funciones anteriores, el DER o carga de tipo d de la barra L consume una potencia activa

$$p(L, d) = \begin{cases} \Gamma(L, d)p_n(L, d) & \text{si } \Omega(L, d) = \text{CIERTO,} \\ 0 & \text{si } \Omega(L, d) = \text{FALSO,} \end{cases}$$

y una potencia reactiva

$$q(L, d) = \begin{cases} \Gamma(L, d)q_n(L, d) & \text{si } \Omega(L, d) = \text{CIERTO,} \\ 0 & \text{si } \Omega(L, d) = \text{FALSO.} \end{cases}$$

Es posible entonces encontrar el consumo total de la red N_k mediante un estudio de flujo de potencia. Primero, se define cada barra carga L_i como una barra PQ con consumo

$$x_{pi} = \sum_{d \in \mathcal{D}} p(L_i, d) \quad \text{y} \quad x_{qi} = \sum_{d \in \mathcal{D}} q(L_i, d).$$

Segundo, se establece la barra de MT a la que está conectado el transformador reductor de MT a BT como la barra oscilante con una tensión de 1 pu y se

supone que el transformador opera con su relación de transformación nominal r_0 . Finalmente, se lleva a cabo un estudio de flujo de potencia convencional para calcular la potencia compleja $P_k + jQ_k$ consumida por la red de BT. Es cierto que las barras de MT operan, en general, a tensiones distintas de 1 pu, lo cual significa que la estimación del consumo de la red de BT va a cambiar cuando esta se conecte a la red de MT. No obstante, $P_k + jQ_k$ funciona como un primer estimado para saber cuáles redes seleccionar en primer lugar.

Selección de las redes

En este punto se decide cuáles de las redes presentes en \mathcal{N} son usadas para desagregar una carga dada $S = P + jQ$ de MT. Para tomar esta decisión, se busca el conjunto $\mathcal{M} \subseteq \mathcal{N}$ tal que

$$\Sigma = \sum_{N_k \in \mathcal{M}} P_k + jQ_k$$

se encuentre lo más cerca posible de S según alguna métrica $\mu_1(S, \Sigma)$. Nótese que Σ es el consumo de \mathcal{M} cuando todas sus redes componentes son alimentadas por una tensión de la barra oscilante de 1 pu. Desde esta perspectiva, si todas las potencias son expresadas en unidades tales que se les puede representar con suficiente exactitud con números enteros, entonces la búsqueda del subconjunto óptimo \mathcal{M}^* se convierte en una instancia del problema de la suma de subconjuntos (en inglés, el *subset sum problem*).

Si bien una búsqueda exhaustiva requeriría un tiempo $O(2^n)$ para $n = |\mathcal{N}|$, es posible resolver este problema mediante programación dinámica (Bellman, 1956) en tiempo $O(|P||Q|n)$. Sea $\mathcal{M}^*(i, p, q)$ el subconjunto de \mathcal{N} que contiene, a lo mucho, las primeras i redes de \mathcal{N} y cuyo consumo $\Sigma^*(i, p, q)$ cuando sus redes componentes son alimentadas por una tensión de barra oscilante de 1 pu se encuentra lo más cerca posible de $p + jq$ según μ_1 sin que se excedan ni p ni q . El problema de desagregación se reduce a encontrar $\mathcal{M}^*(n, P, Q)$. Se puede resolver este problema empezando con los casos base $\Sigma^*(0, p, q) = \Sigma^*(i, 0, 0) = 0$ y resolviendo la relación de recurrencia

$$\Sigma^*(i, p, q) = \begin{cases} \Sigma_1 & \text{si } p < P_i \text{ or } q < Q_i, \\ \text{OPT}(\Sigma_1, \Sigma_2) & \text{en cualquier otro caso,} \end{cases} \quad (4.1)$$

donde $P_i + jQ_i$ es el consumo individual de la red T_i , los consumos $\Sigma_1 = \Sigma^*(i-1, p, q)$ y $\Sigma_2 = P_i + jQ_i + \Sigma^*(i-1, p-P_i, q-Q_i)$ son, en cada iteración, los dos candidatos a estar más próximos a $p + jq$ y, finalmente, donde la función $\text{OPT}(\Sigma_1, \Sigma_2)$ es igual a Σ_1 si $\mu_1(S, \Sigma_1) \leq \mu_1(S, \Sigma_2)$ e igual a Σ_2 en cualquier otro caso. La relación de recurrencia dada en (4.1) posibilita la obtención no solo de Σ^* , sino también de \mathcal{M}^* , dado que $\text{OPT}(\Sigma_1, \Sigma_2)$ regresa Σ_1 cuando $N_i \in \mathcal{M}^*$ y Σ_2 cuando $N_i \notin \mathcal{M}^*$. Por lo tanto, es posible construir la solución \mathcal{M}^* observando la salida de OPT . Adicionalmente, si existe un conjunto de redes alternativo \mathcal{N}' cuyas n' redes consumen una potencia negativa, este

enfoque permite desagregar cargas de MT negativas mediante la búsqueda de $\mathcal{M}^*(n', -P, -Q)$.

La métrica $\mu_1(S, \Sigma)$ debe ser alguna medida razonable de la discrepancia entre S y Σ . Este trabajo utiliza $\mu_1(S, \Sigma) = \|S - \Sigma\|$, que es la distancia euclidiana entre S y Σ en el plano complejo. Sin embargo, pesos distintos podrían ser asignados a las discrepancias de las partes real e imaginaria, de modo que las diferencias de ya sea potencia activa o potencia reactiva sean más fuertemente penalizadas.

Como el enfoque basado en programación dinámica siempre encuentra una solución óptima y es, por lo tanto, un enfoque determinístico, es posible que se desagreguen varias cargas de MT en las mismas redes de BT si dichas cargas son similares y si siempre se utiliza el mismo conjunto \mathcal{N} . Para resolver esto, se puede utilizar un subconjunto aleatorio de \mathcal{N} durante cada desagregación, pues el tiempo requerido para encontrar tal subconjunto es corto en comparación con el proceso de optimización. Además, el deterioro de la optimalidad, que es el incremento de $\mu_1(S, \Sigma^*)$, es despreciable si el conjunto inicial \mathcal{N} es lo suficientemente grande (lo cual se garantizó en el primer paso de la metodología). Otra desventaja del enfoque basado en programación dinámica es que siempre se encuentra el subconjunto óptimo \mathcal{M}^* sin imponer ninguna restricción sobre su cardinalidad $|\mathcal{M}^*|$. Para resolver esto, se establece un número máximo \bar{n} de redes que pueden ser utilizadas para desagregar una carga y de forma recursiva se elimina de \mathcal{N} la red con el menor consumo de potencia activa (o reactiva) en \mathcal{N} si existen $\bar{n} + 1$ redes en \mathcal{N} cuyo consumo total no excede P (o Q). Finalmente, se eliminan todas las redes cuyo consumo excede ya sea P o Q , dado que de ningún modo pueden pertenecer a \mathcal{M}^* . Esta eliminación reduce sustancialmente el tiempo de búsqueda.

Conexión al resto del sistema

Una vez que se ha encontrado el subconjunto óptimo \mathcal{M}^* , cada una de sus redes componentes es sometida a una reubicación de carga que causa que el consumo colectivo de dicho subconjunto sea exactamente $S = P + jQ$. Esta reubicación es necesaria porque se había elegido el subconjunto \mathcal{M}^* con base en el consumo de sus redes componentes cuando se les alimenta con una tensión de 1 pu y también porque Σ^* no necesariamente era igual a S .

Más precisamente, los consumos x_{pi} y x_{qi} en cada barra de carga $L_i \in \mathcal{L}_k$ son modificados en cada red N_k con el fin de que Σ^* sea igual a S cuando las redes sean conectadas a la barra de MT con una tensión $V \angle \varphi$. Para lograr esto, se busca asegurar que la red N_k , que originalmente consumía $P_k + jQ_k$, consuma ahora $P_k P / \text{Re}(\Sigma^*) + jQ_k Q / \text{Im}(\Sigma^*)$ cuando cada carga L_i es una barra PQ con una nueva demanda $x'_{pi} + jx'_{qi}$. Esto garantiza una desagregación exacta porque el consumo total sería ahora

$$\sum_{T_k \in \mathcal{M}^*} P_k P / \text{Re}(\Sigma^*) + jQ_k Q / \text{Im}(\Sigma^*) = S. \quad (4.2)$$

Si $\mathbf{x}'_p = (x'_{p1}, \dots, x'_{p|\mathcal{L}_k|})$ y $\mathbf{x}'_q = (x'_{q1}, \dots, x'_{q|\mathcal{L}_k|})$, entonces se puede expresar la condición (4.2) como dos restricciones de igualdad separadas, que son $g_P(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) = 0$ y $g_Q(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) = 0$.

Para que el consumo en las redes resultantes sea realista, los nuevos consumos \mathbf{x}'_p y \mathbf{x}'_q son seleccionados de tal forma que minimicen una métrica global μ_2 que mida cuánto difiere la ubicación de DERs y cargas resultante con la ubicación original. Este trabajo utiliza

$$\mu_2(\mathbf{x}'_p + j\mathbf{x}'_q, \mathbf{x}_p + j\mathbf{x}_q) = \|\mathbf{x}'_p - \mathbf{x}_p\|^2 + \|\mathbf{x}'_q - \mathbf{x}_q\|^2.$$

Sin embargo, como antes, se pueden asignar diferentes pesos a cada término de modo que se penalicen más fuertemente las diferencias de potencia activa o reactiva. Además, como el sistema de prueba está pensado para estudios de estabilidad, se desea que las tensiones de todas las barras se encuentren cerca de 1 pu (el punto de operación de este sistema, que es un punto de operación estático, sería la condición inicial de las simulaciones dinámicas con las que se comprobaría la estabilidad). La magnitud v_i de la tensión en cada barra debe entonces satisfacer $\underline{v} \leq v_i < \bar{v}$ para ciertos límites \underline{v} y \bar{v} . Finalmente, para que los nuevos consumos x'_{pi} y x'_{qi} sean lo suficientemente grandes como para dejar espacio para los DERs y cargas ubicadas originalmente en la barra de carga L_i , los nuevos consumos deben satisfacer $x_{pi} < x'_{pi}$ y $x_{qi} < x'_{qi}$. Estas restricciones sobre la tensión y el consumo pueden expresarse como $h(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) \leq 0$.

En estos términos, es posible reformular la reubicación de DERs y cargas en la red N_k como un problema de flujo de potencia óptimo (OPF) de la forma

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q} \quad & \mu_2(\mathbf{x}'_p + j\mathbf{x}'_q, \mathbf{x}_p + j\mathbf{x}_q) \\ \text{sujeto a} \quad & g_P(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) = 0, \\ & g_Q(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) = 0, \\ & h(\mathbf{x}'_p, \mathbf{x}'_q) \leq 0. \end{aligned}$$

En este caso, en vez de buscar minimizar pérdidas de transmisión o costos de generación, como suele ser el caso en los problemas de OPF, el problema consiste en minimizar la desviación μ_2 con respecto a los consumos originales. Pese a que el conjunto de posibles soluciones de este problema no es convexo y, por ende, podría no encontrarse un mínimo global de μ_2 , este no es un problema crítico, pues un mínimo local todavía presentaría suficiente similitud con respecto a los consumos originales. Dado que el número de barras en las redes de BT y, por lo tanto, también de variables de decisión del problema de OPF se encuentra en el orden de las centenas, se utiliza para la solución un método de programación cuadrática secuencial (SQP). Se elige esta familia de métodos por ser apropiada para problemas de rango medio.

Según los consumos originales, es posible que las restricciones de tensión nunca puedan satisfacerse, especialmente en escenarios con una alta penetración de DERs o con muchas cargas ubicadas lejos de los transformadores reductores de MT a BT. Para contrarrestar las posibles caídas de tensión, se cambia la relación

de transformación r de dichos transformadores, la cual, puede, en virtud del cambiador de derivaciones, tomar cualquier valor en $\{r_{-n_1}, \dots, r_{-1}, r_0, r_1, \dots, r_{n_2}\}$. Para que el problema de OPF no se vuelva un problema de optimización con variables discretas, se busca primero una solución con la relación r_i (empezando con $i = 0$). Si al menos una de las tensiones es menor que \underline{v} , la relación r es actualizada al valor r_{i-1} y se vuelve a buscar una solución. De otro modo, si al menos una de las tensiones es mayor que \bar{v} , la relación r es actualizada a r_{i+1} . Finalmente, si existen tanto sobretensiones como subtensiones, se le da prioridad a la solución de las primeras y r es actualizada a r_{i+1} . Esta prioridad se basa en una preferencia de subtensiones con respecto a sobretensiones, pues estas últimas pueden, en la realidad, dañar equipo. Este proceso es repetido hasta que todas las tensiones sean correctos o hasta que máx(n_1, n_2) intentos se hayan llevado a cabo, sea lo que sea que ocurra primero. En este punto, las últimas variables de decisión \mathbf{x}'_p y \mathbf{x}'_q son tomadas como la solución.

Una vez que el problema de OPF ha sido resuelto, se conectan las redes en \mathcal{M}^* con sus consumos modificados \mathbf{x}'_p y \mathbf{x}'_q a la barra de MT, con lo cual dichas redes se vuelven parte del sistema de prueba. Si se desea, se puede todavía desagregar cada una de las cargas de baja tensión en sus DERs y cargas componentes por medio de las funciones $p(L, d)$ y $q(L, d)$. En general, para preservar las potencias predefinidas a pesar de la reubicación, es necesario incluir una carga de discrepancia $M_i = x'_{pi} - x_{pi}$ en cada barra de carga L_i . Sin embargo, esta carga de discrepancia es normalmente despreciable con respecto a los DERs y cargas conectadas a la barra correspondiente.

4.3. Validación con un caso de estudio

Este apartado presenta los resultados de desagregar ocho cargas de MT del sistema desarrollado por Pilatte et al. (2019), que es una extensión del Nordic32. Como se dijo antes, este sistema de AT tan grande (el Nordic32) se utiliza solo con fines ilustrativos. En los capítulos siguientes se utilizarán las mismas redes de MT y BT que en este capítulo pero el sistema de AT será reemplazado por uno de menor tamaño.

Características del sistema en régimen permanente

Primero, como se explicó en el apartado 4.2, se diversificó el conjunto base de catorce redes de BT mediante la adición de cien redes adicionales. Después, como se explicó en 4.2, se ubicaron DERs y cargas en cada una de las barras de carga: unidades de AC controladas por inversor, unidades de AC convencionales y unidades PV, todas con un nivel de penetración $f_d = 0,15$. A las unidades de AC controladas por inversor siempre se les asignó una potencia activa en el rango 0.35–1.4 kW y siempre se supuso que operaban con un factor de potencia de 0,98 en atraso. A las unidades de AC convencionales siempre se les asignó una potencia activa en el rango 1–2 kW con una probabilidad de 0,2, que es una aproximación de su ciclo de trabajo, y siempre se supuso que

Cuadro 4.1 Ubicación final de DERs y cargas.

	Potencia activa asignada (kW)				f_d
	Mín.	Prom.	Máx.	Total	
AC con inversor	0.3	0.9	1.4	132.4	0.15
AC convencional	1.0	1.4	2.0	65.5	0.15
Unidades PV	1.9	4.5	7.3	685.6	0.15
Cargas no flexibles	3.0	4.0	5.0	2490.0	0.60
Cargas de discrepancia	0.0	0.0	0.1	14.1	—

operaban con un factor de potencia de 0,95 en atraso. A las unidades PV se les asignó una potencia activa de entre 70 % y 80 % de su capacidad nominal, la cual fue tomada, a su vez, de una distribución normal con $\mu = 6$ kW y $\sigma = 1.15$ kW; además, siempre se supuso que estas unidades operaban con un factor de potencia unitario. Finalmente, se conectaron cargas misceláneas y no flexibles en el rango 3.0–5.0 kW y con factor de potencia unitario con un nivel de penetración $f_d = 0,6$.

El cuadro 4.1 resume la ubicación resultante de DERs y cargas. En promedio, las unidades de AC controladas por inversor consumen menos potencia que las unidades de AC convencionales, dado que las primeras operan continuamente y requieren, por lo tanto, menos potencia eléctrica para mantener una temperatura dada. Sin embargo, en el instante para el que se calcularon los flujos de potencia, las unidades controladas por inversor consumen casi el doble de la potencia consumida por las unidades convencionales. Esto se debe a que el ciclo de trabajo de las primeras es de 100 %, mientras que el de las segundas ronda el 20 %.

Las redes de BT resultantes fueron utilizadas para desagregar ocho cargas de MT del sistema de AT y MT, ubicadas en una de las redes de MT que es alimentada por la barra de transmisión 4047. Se eligieron estas cargas de modo tal que se ubicaran tanto cerca como lejos eléctricamente del transformador de subestación de AT a MT y, así, se obtuviera un perfil de tensión diverso. Tras la desagregación, se requirió un total de catorce redes de BT y fue necesario introducir, para que la desagregación fuera exacta, las cargas de discrepancia mostradas en el cuadro 4.1. La relación de transformación de los transformadores de MT a BT tuvo que ser variada para mantener las tensiones entre los límites $\underline{v} = 0.925$ pu y $\bar{v} = 1.05$ pu. Para satisfacer esta restricción, se cambió una sola vez la derivación del transformador en un total de cinco de las catorce redes de BT. La distribución de tensiones resultante es la mostrada en la figura 4.4.

Simulaciones dinámicas

Una vez calculados los flujos de potencia, se les utilizó como condición inicial de simulaciones dinámicas en RAMSES. Los DERs y cargas fueron modelados con problemas de valores iniciales de ecuaciones diferenciales algebraicas. Por

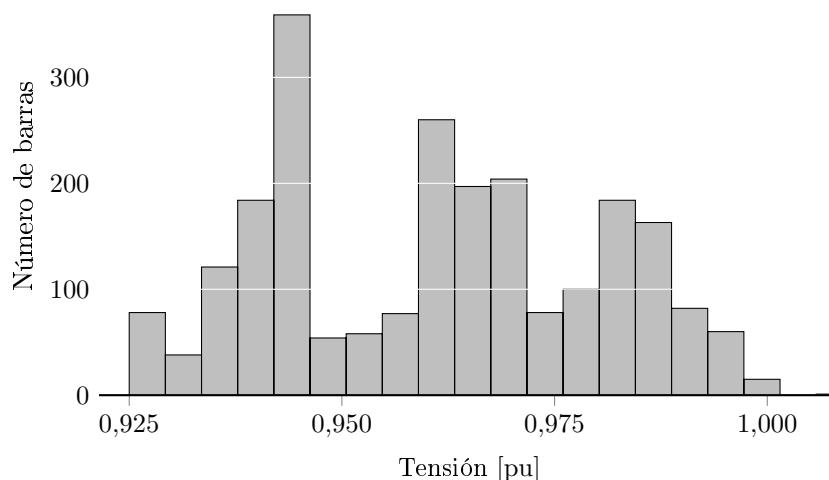


Figura 4.4: Distribución de las tensiones iniciales en las redes de BT. Hay en total 2313 barras de BT, de las cuales 1050 son barras de carga.

un lado, las unidades de AC convencionales son gobernadas eléctricamente por las ecuaciones dq de la máquina de inducción y térmicamente por un modelo de dos masas. En las unidades controladas por inversor se tiene, como se explicó en el capítulo anterior, un controlador PI, mientras que en las unidades convencionales se tiene solamente un termostato (Weber, 2017). Con el fin de obtener trayectorias de temperatura realistas e independientes, cada subsistema térmico utiliza un conjunto aleatorio de parámetros que siguen las recomendaciones para cargas controladas termostáticamente especificadas en el módulo residencial de GridLAB-D (Chassin et al., 2014). Por otro lado, las cargas no flexibles consumen una potencia que depende de su consumo inicial P_0 y Q_0 y de su tensión inicial V_0 según los modelos exponenciales

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad \text{y} \quad Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta .$$

Se eligieron los exponentes $\alpha = 1,5$ y $\beta = 2,5$ para modelar la dependencia de la tensión.

Las unidades PV se modelan como se explicó en el capítulo anterior. Todas las unidades utilizan las mismas curvas LVRT y HVRT, que son las mostradas en la figura 4.5. Para garantizar que todas las tensiones calculadas durante el estudio de flujos de potencia se encontraran dentro de la banda muerta, se modificaron individualmente las curvas volt-var.

El sistema fue primero simulado sin ninguna perturbación para verificar el comportamiento dinámico de cada modelo individual, así como la correcta inicialización de sus estados internos. La figura 4.6 muestra el consumo de potencia activa de diez unidades de AC convencionales. Poco después de entrar

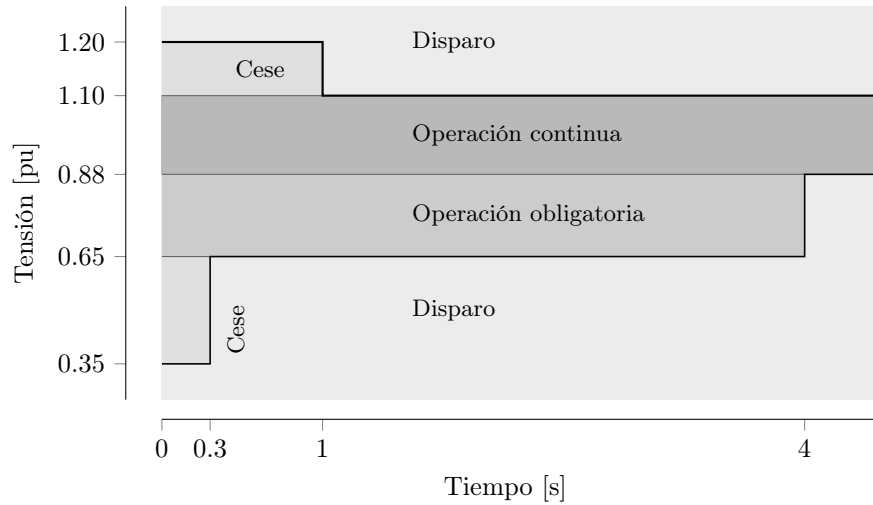


Figura 4.5: Curvas LVRT y HVRT utilizadas por las unidades PV. Con la excepción del umbral para la operación permisiva, que es elevado a 0,35 para favorecer el disparo de varias unidades, todos los valores se basan en la norma IEEE-1547-2018 (IEEE, 2018).

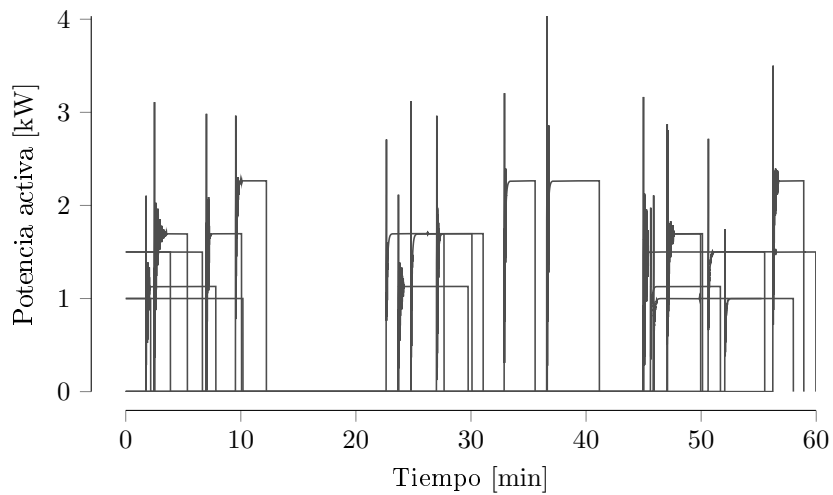


Figura 4.6: Potencia activa consumida por diez unidades de AC convencionales durante operación normal. De las 152 unidades que fueron ubicadas en las redes de BT, se muestran solamente diez unidades seleccionadas al azar.

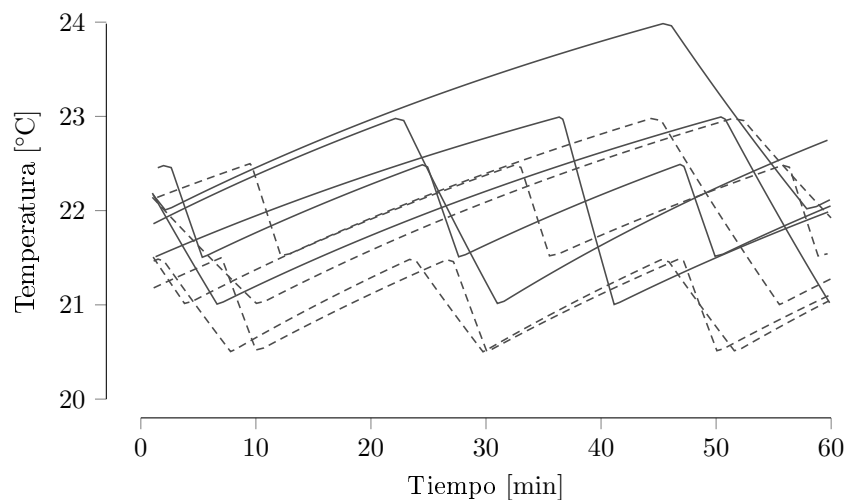


Figura 4.7: Temperaturas controladas por unidades de AC convencionales. Se muestran las temperaturas controladas por las mismas diez unidades de la figura 4.6. Los termostatos fueron programados para mantener las temperaturas dentro de una banda muerta de ya fuese 1°C o 2°C alrededor de un valor deseado de ya fuese 21°C , 22°C o 23°C . La temperatura exterior es de 30°C .

en operación, los motores de inducción demandan una alta corriente de conexión, por lo cual presentan también un pico en su consumo. Una vez que alcanzan el régimen permanente, su consumo se estabiliza alrededor del valor nominal. Como es de esperar, estas unidades se encienden y apagan continuamente con un ciclo de trabajo que ronda el 20%. La figura 4.7 muestra las temperaturas controladas por esas mismas diez unidades. Como cada trayectoria es independiente, este modelo de la red sería además apto para probar estrategias de control de carga que se basan en la temperatura instantánea de cada carga controlada termostáticamente, al mismo tiempo que permitiría contemplar la dinámica del sistema eléctrico de potencia.

Para probar la respuesta de las unidades de PV, la red de transmisión fue sometida a una perturbación importante pero que no producía inestabilidad de tensión. En $t = 5\text{ s}$, se simuló un cortocircuito de cinco ciclos (100 ms) cerca de la barra de transmisión 4044 y se le liberó mediante la apertura de la línea 4043-4044. La figura 4.8 muestra la evolución de las tensiones de transmisión durante y después de esta perturbación. Se simula la respuesta solamente durante 20 s, que es suficiente para alcanzar el régimen permanente.

La figura 4.9 muestra las tensiones en las terminales de veinte unidades PV. Dado que cada unidad se encuentra conectada a una barra de BT distinta, las tensiones se distribuyen en todo el rango 0.925–1.00 pu (establecido como parámetro durante la construcción del sistema) tanto antes como después de la perturbación. Además, las tensiones se estabilizan a una tensión menor que la

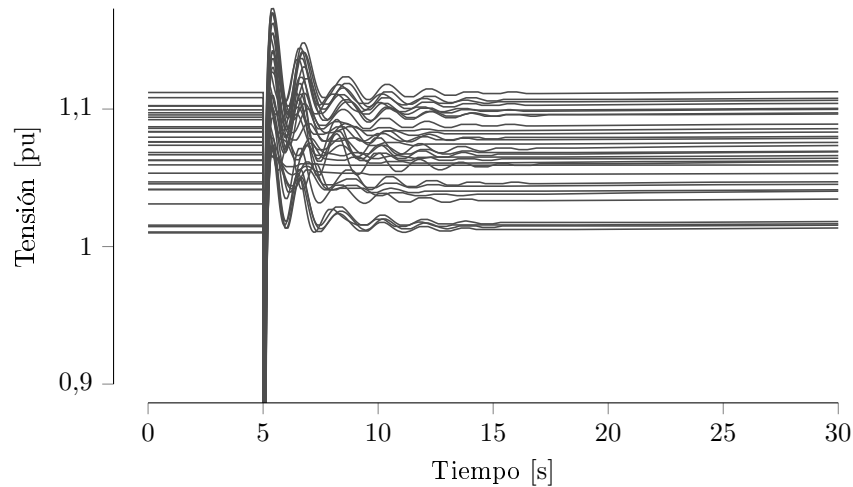


Figura 4.8: Tensiones de la red de transmisión tras un cortocircuito de cinco ciclos cerca de la barra de transmisión 4044.

inicial debido a la apertura de la línea 4043-4044, cuyo efecto es aumentar la distancia eléctrica entre las centrales de generación y los centros de carga. La figura 4.10 muestra un acercamiento de estas mismas tensiones en las terminales, con la curva LVRT superpuesta. Dado que estas no son tensiones reales sino mediciones tomadas por la unidad PV en sus terminales y dado además que dichas mediciones fueron modeladas con un filtro de primer orden, la caída súbita de tensión que sigue a la perturbación es percibida como un decaimiento exponencial.

La figura 4.11 muestra el efecto de la perturbación sobre las unidades PV. Inicialmente, las unidades reducen su salida de potencia activa por causa de la caída en la tensión entre las terminales. Después, interrumpen la salida de potencia conforme entran en la región de cese de operación. Finalmente, una vez que el cortocircuito ha sido despejado, algunas unidades vuelven a inyectar potencia activa mientras que otras permanecen disparadas (salida nula de potencia). Cabe resaltar que las unidades responden en medida distinta y con diferencias temporales, según lo dictan sus condiciones terminales y su propia capacidad nominal.

La figura 4.12 demuestra que el comportamiento de la potencia reactiva es similar. Dada la caída súbita de tensión, las unidades apoyan al sistema de transmisión inyectando potencia reactiva según lo dicta la tensión en sus terminales y su propia curva volt-var. Esta inyección se ve interrumpida cuando la unidad entra en la región de cese de operación, pero es restaurada tan pronto se despeja el cortocircuito. La potencia reactiva se estabiliza en un valor que es distinto de cero porque las tensiones después de la perturbación son, como se mencionó antes, menores que las iniciales.

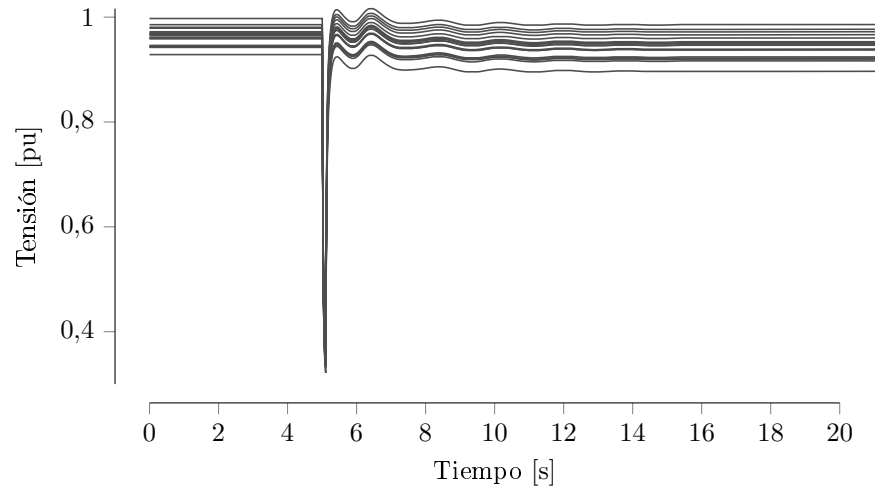


Figura 4.9: Tensiones medidas por las unidades PV en sus terminales tras la perturbación en la red de transmisión. De las 152 unidades que fueron ubicadas en las redes de BT, solo se muestran veinte que fueron seleccionadas al azar.

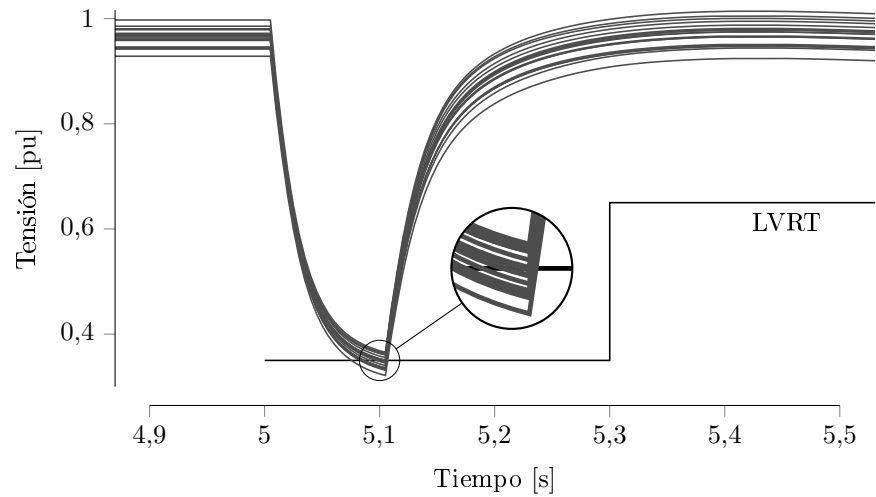


Figura 4.10: Detalle de las tensiones de la figura 4.9, que fueron las medidas por las unidades PV durante la perturbación. Se superpone la curva LVRT.

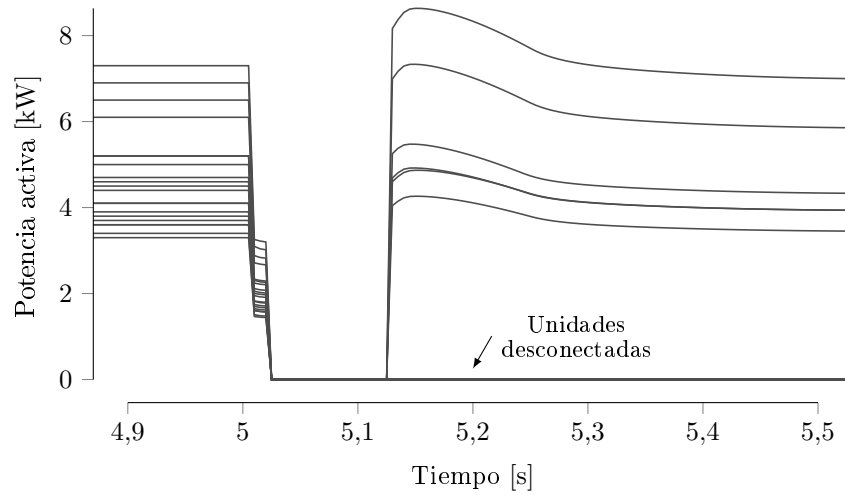


Figura 4.11: Potencia activa generada por las unidades PV tras la perturbación. Solamente se muestra la respuesta de veinte unidades seleccionadas al azar.

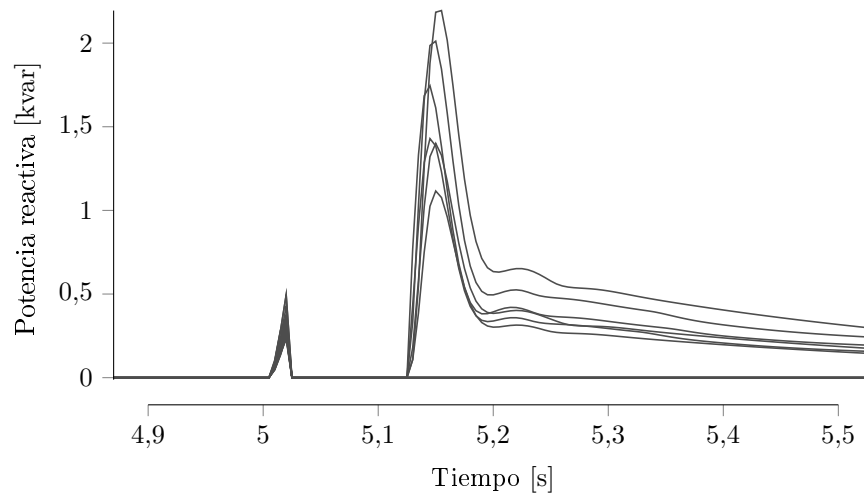


Figura 4.12: Potencia reactiva generada por las unidades PV tras la perturbación. Solamente se muestra la respuesta de veinte unidades seleccionadas al azar.

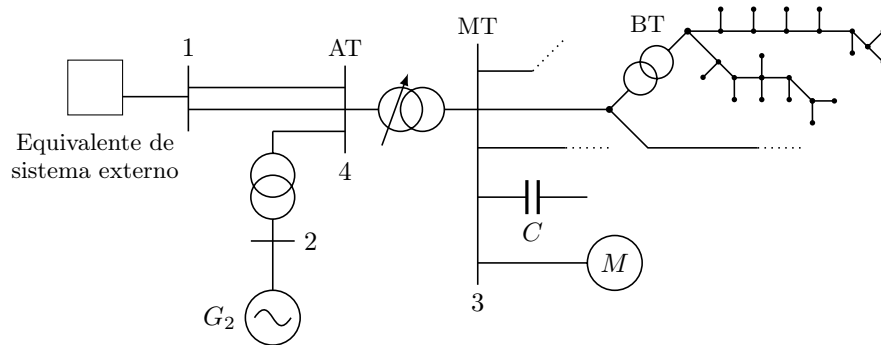


Figura 4.13: Sistema de AT, MT y BT limitado por estabilidad de tensión.

4.4. Construcción de un sistema inestable

Para las simulaciones de los siguientes capítulos se propone el sistema de prueba de la figura 6.4. Se incluyen barras de alta, media y baja tensión, cuyas tensiones nominales son, respectivamente, 230 kV, 11 kV y 400 V. En condiciones de operación normal, se consideran como normales las tensiones en el rango 0.95-1.05 p.u.; en condiciones de emergencia, en cambio, se considera el rango 0.9-1.1 p.u. La frecuencia nominal del sistema es 60 Hz.

El modelo incorpora todos los elementos del sistema eléctrico de potencia que desempeñan un papel importante en la inestabilidad de tensión, que son los siguientes:

Máquina sincrónica Corresponde al generador G_2 y representa una central de generación pequeña. Su capacidad nominal es de 9 MVA, mientras que su salida de potencia activa en el punto de operación considerado es de 5,5 MW. Para el modelado de su sistema de excitación, se considera el modelo visto y explicado en la sección 2.4. En este se consideró una curva de tiempo inverso, la cual se generó seleccionando $d = -0,1$, $f = 0$ y $s = 1$. De esta forma, entre mayor sea la diferencia entre I_F y su valor límite I_F^{lim} , menor será el tiempo que tardará el OEL en actuar. Para I_F^{lim} se usó un valor de 2,4 pu.

Motor de inducción Corresponde al motor M y representa a una industria. Su inclusión en este sistema es importante debido a lo explicado en el apartado 2.5.

Banco de capacitores Corresponde al capacitor C . Se incluye este elemento para compensar la potencia reactiva consumida por el motor de inducción y que, así, se pueda mantener la tensión de la barra 3 dentro del rango aceptable. Su capacidad es equivalente a 4 Mvar.

Transformador con LTC Corresponde al transformador reductor que conecta las barras 3 y 4. Su capacidad, seleccionada solo con fines académicos, es

de 26,7 MVA. La tensión de la barra 3 es mantenida en el rango 0,99–1,01 por un LTC de 31 posiciones. Si la tensión sale de este rango, la primera acción del LTC ocurre con un retraso de 20 s, mientras que las acciones posteriores, en caso de ser necesarias, ocurren con retrasos de 10 s. La inclusión del transformador es importante porque el aumento de la tensión en la barra 3 puede producir un decremento de la tensión en la barra 4 y, con ello, un aumento en la corriente de campo i_F de G_2 . Así, las acciones del LTC aceleran la activación del limitador de sobreexcitación.

DERs y cargas flexibles Se ubican en las redes de baja tensión, que son 37, y son importantes porque los cambios de potencia de cada unidad individual tienen un afecto apreciable. Se modelan 849 DERs independientes, de los cuales 284 son unidades PV, 526 son baterías en periodo de carga y 39 son baterías en periodo de descarga; se supone que la mayoría de las baterías se encuentran cargándose para simular un caso con alta demanda y, por lo tanto, con alta probabilidad de que ocurra un colapso de tensión. Para modelar cargas flexibles controladas por inversor, se modelan 590 unidades de AC. Finalmente, para modelar cargas controladas termostáticamente, se modelan 1164 calentadores eléctricos de agua.

Capítulo 5

Diseño y validación de los controladores distribuidos

Para este capítulo se desea observar el comportamiento individual de los DERs y FLs (AC con inversor y calentador de agua) ante una solicitud de ayuda. Esta ayuda solicitada es enviada por un ente controlador/coordinador cuya lógica de decisión no es explicada en este capítulo, sino en el siguiente. El controlador/coordinador envía la misma señal a todos los DERs y FLs sin conocer ningún detalle de sus condiciones locales. La señal que envía el coordinador es denotada con Σ y está compuesta por dos canales, uno para solicitud de potencia activa y otro para potencia reactiva. Es decir, $\Sigma = (\Sigma_P, \Sigma_Q)$. Está señal es recibida por cada DER y FL, los cuales, basados en sus condiciones locales, modifican su potencia activa y/o reactiva. La forma en que cada DER y FL responde individualmente ante esta solicitud es explicada a continuación.

5.1. Control de los DERs

Como se vio en el modelo de la figura 3.1, los PVs y las baterías son elementos muy versátiles pues gracias a su inversor pueden brindar soporte de potencia reactiva independientemente del soporte de potencia activa. Esto da mucha flexibilidad y permite brindar una gran ayuda al sistema ante diversas perturbaciones, sin embargo es importante tener en cuenta que cualquier afectación a la potencia activa de estos elementos implica una afectación directa al usuario.

Tomando en consideración lo mencionado anteriormente, se propuso un control que le permite a estas unidades dar soporte de potencia reactiva como primera instancia. En caso de que la perturbación se agrave y el sistema entre en un mayor riesgo, se priorizará la seguridad del sistema sobre la afectación al usuario y por ende, los DERs brindarán también ayuda de potencia activa.

En cuanto al **soporte de potencia reactiva**, el modelo DER_D explicado anteriormente, fue adaptado para incluir una lógica de control adicional que recibe y reacciona a señales externas. Esta lógica adicional consiste en una curva Volt-Var modificada que le permite al DER acatar o ignorar solicitudes

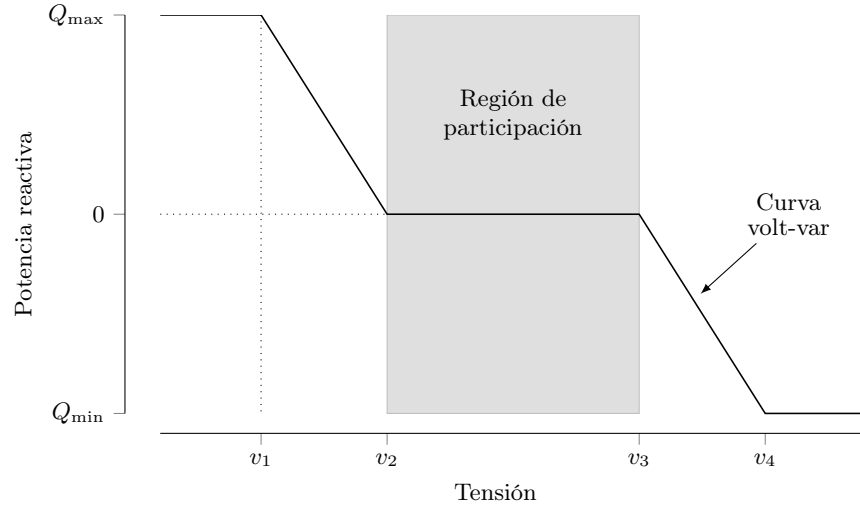


Figura 5.1: Región de participación en el plano VQ para el modelo DER_D.

de ayuda externas de acuerdo con sus condiciones locales, por ejemplo tensión terminal. Los detalles de esta lógica son descritos en la propuesta de Valverde et al. (2019).

Esta colaboración con potencia reactiva depende básicamente de 4 aspectos:

1. *Dirección de la solicitud*: el coordinador puede solicitarle al DER inyectar o consumir potencia reactiva dependiendo de lo que sea requerido a niveles superiores de tensión. Cuando no se requiera soporte, el DER seguirá la curva volt-var predefinida para controlar su tensión terminal \hat{v} .
2. *Region de participación*: la curva volt-var considera una región $v_2 \leq \hat{v} \leq v_3$ en la cual los DERs pueden obedecer al coordinador. Esta región se observa en la figura 5.1. Fuera de esta región, los DERs ignorarán las solicitudes del coordinador y seguirán la curva volt-var original.
3. t_{sample} : el valor de referencia Q_{ref} que el controlador PI recibe en el instante t_k es actualizado con un período de $t_{\text{sample}} = t_k - t_{k-1}$. Entre menor sea el valor de t_{sample} , más rápidamente el DER proveerá ayuda.
4. *Fracción de ayuda* (ρ): el incremento de la ayuda de los DERs entre 2 períodos de tiempo consecutivos t_{k-1} y t_k , depende del parámetro ρ . Este parámetro define el máximo ΔQ_{ref} permitido como porcentaje de la máxima (resp. mínima) potencia reactiva Q_{max} (resp. Q_{min}).

La referencia de los DERs cuando el coordinador solicita inyección de potencia reactiva en el instante t_k es:

$$Q_{\text{ref}}[t_k] = Q_{\text{ref}}[t_{k-1}] + \rho \frac{v_3 - \hat{v}}{v_3 - v_2} Q_{\text{max}}[t_k] \quad (5.1)$$

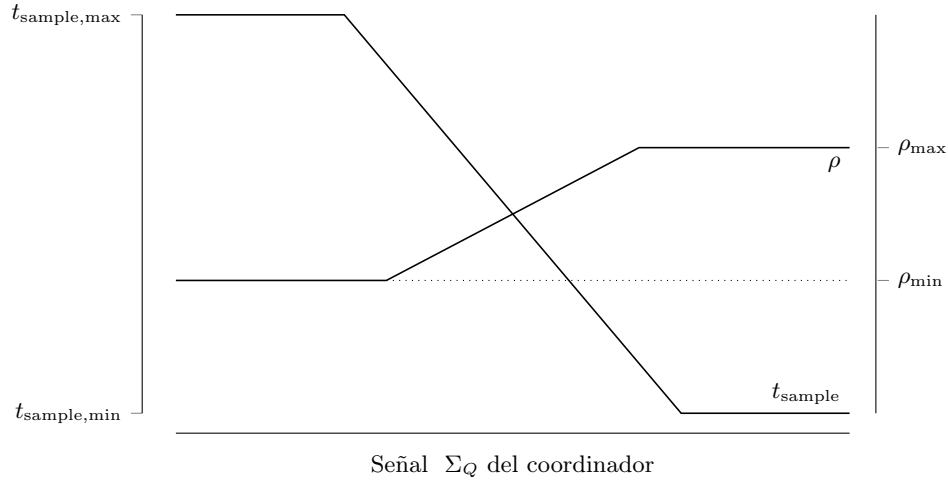


Figura 5.2: Funciones definidas a trozos para t_{sample} y ρ .

donde $Q_{\text{ref}}[t_{k-1}]$ es la potencia de referencia en t_{k-1} . Para el caso donde el coordinador solicite consumo de potencia reactiva, la referencia vendría dada por:

$$Q_{\text{ref}}[t_k] = Q_{\text{ref}}[t_{k-1}] + \rho \left(1 - \frac{v_3 - \hat{v}}{v_3 - v_2} \right) Q_{\text{min}}[t_k] \quad (5.2)$$

donde $Q_{\text{min}} = -Q_{\text{max}}$.

Este soporte de potencia reactiva de los DERS será el primero en responder. Durante una solicitud de ayuda del coordinador, la dirección en la que trabajará el soporte de reactivo del DER, está dada por el signo de Σ_Q , valores positivos implican inyección, mientras que negativos consumo.

Durante la participación de los DERS, los valores de t_{sample} y ρ se actualizan dependiendo de la severidad del problema visto por el coordinador. Estas variables siguen las funciones definidas a trozos mostradas en la figura 5.2. Según se observa, entre mayor participación se requiera, mayor será el valor de ρ y menor será el valor de t_{sample} .

Como se muestra en la figura 5.1, la región en la cual el DER puede obedecer la solicitud de ayuda del coordinador es restringida. Sin embargo, dependiendo de la severidad del problema, los DERS deben priorizar la seguridad del sistema sobre los problemas locales de tensión. Por lo tanto, cuando $|\Sigma_Q|$ excede o iguala el valor de $\Sigma_{Q_{exp}}$, los límites de la región de participación son expandidos, aumentando así la zona donde los DERS brindarán soporte al coordinador:

- v_1 y v_2 se reducen, moviéndose hacia la izquierda.
- v_3 y v_4 se aumentan, moviéndose hacia la derecha.

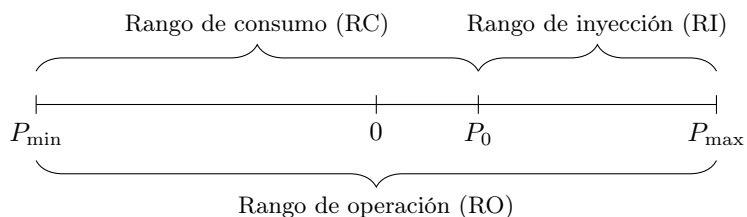


Figura 5.3: Rangos de consumo e inyección de potencia activa.

Por otro lado, el **soporte de potencia activa** permite ayudar al sistema cuando se alcancen condiciones severas ($|\Sigma_P| = 4/5$) y de antemano se sepa que el DER ya no pueda dar asistencia con potencia reactiva pues está saturado. Con esto se pretende disminuir la afectación al usuario. La dirección en la que se debe brindar el soporte de potencia activa está determinada mediante el signo de Σ_P : valores positivos significan que el cambio en la potencia de salida del DER debe ser positivo (aumentar la inyección o reducir el consumo), mientras que valores negativos significan que dicho cambio debe ser negativo (reducir la inyección o aumentar el consumo).

Para determinar este cambio en la potencia activa de salida (ΔP_{DER}) que deben experimentar los DERs, primero deben calcularse los rangos de disponibilidad de potencia. Para entender esto, observe la figura 5.3, en ella se puede observar todo el rango de operación (R_O) de potencia activa de una batería (un PV estaría conformado únicamente por la parte positiva: $P_{\min} = 0$). Este rango R_O está conformado por la suma del rango de inyección (R_I) y el rango de consumo (R_C) y lo que separa ambos rangos es la potencia activa que está inyectando el DER inicialmente (P_o).

Una condición severa es la que lleva al coordinador a emitir señales $|\Sigma_P| = 4/5$ y es en estas señales donde se da el soporte de potencia activa. Este soporte se calcula de la siguiente forma:

$$P_F = P_o + \Delta P_{\text{DER}} \quad (5.3)$$

$$\Delta P_{\text{DER}} = \begin{cases} -|R_C| \times F_4 & \text{si } \Sigma_P = -4 \\ -|R_C| \times F_5 & \text{si } \Sigma_P = -5 \\ |R_I| \times F_4 & \text{si } \Sigma_P = 4 \\ |R_I| \times F_5 & \text{si } \Sigma_P = 5 \end{cases} \quad (5.4)$$

donde P_F es la potencia activa de salida del DER una vez que se reciba una señal Σ_P cuya magnitud sea de 4 o de 5. Por otro lado, F_4 y F_5 son las fracciones que determinan el desplazamiento que la potencia de salida tendrá en el rango de consumo/inyección, además deben cumplir que $F_4 < F_5$ dado que en $|\Sigma_P| = 5$ el sistema requiere una mayor ayuda que en $|\Sigma_P| = 4$. Para las simulaciones que se mostrarán, se usó: $F_4 = 0,5$ y $F_5 = 1,0$, lo que quiere decir que ante una solicitud $|\Sigma_P| = 4$ el DER se moverá la mitad del rango que tiene disponible,

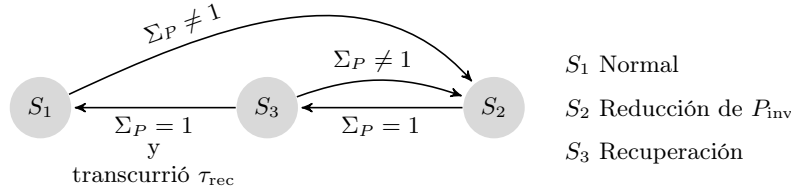


Figura 5.4: Modos de control de potencia activa de las unidades de AC con inversor.

mientras que para una solicitud de $\Sigma_P = 5$ el DER se saturará en P_{max} y para una de $\Sigma_P = -5$ el DER se saturará en P_{min} , dado que en ambos casos se desplaza el 100% del rango disponible. Vale la pena aclarar que los PVs únicamente pueden obedecer una solicitud de estas cuando $\Sigma_P < 0$ dado que en el caso contrario no podrían aumentar su potencia activa de salida pues están sujetos a la radiación solar que se tiene en dicho instante.

Una vez que $|\Sigma_P| < 4$, la potencia activa de salida regresa a su valor inicial P_o .

5.2. Control de las unidades de AC con inversor

Los servicios auxiliares proveídos por los aires acondicionados se dan a través de una reducción en su consumo de potencia (P_{inv}), así como por medio de la variación en el consumo/inyección de (Q_{inv}). El control es independiente para cada unidad de AC y se da por medio de las señales enviadas por el coordinador (i.e. Σ_P y Σ_Q). Este control independiente permite observar cambios de (Q_{inv}), mientras (P_{inv}) se mantiene constante para mantener la temperatura de la habitación dentro del rango deseado. Pese a su control independiente, la potencia de salida del inversor siempre estará limitada por la potencia aparente (S_{nom}) de la unidad de AC.

Control de potencia activa

Q_{AC} y P_{inv} tiene una relación lineal con f_{AC} como se observa en (3.4). Puesto que la frecuencia f_{AC} está limitada por los valores f_{max} and f_{min} , entonces la potencia activa queda limitada también por dichos valores. Por ende, la reducción en el consumo de potencia de la unidad de AC se da por medio de una reducción en f_{AC} . Para el control de potencia activa, 4 etapas o condiciones de operación son propuestas: operación normal ($\Sigma_P = 1, 2$ or 3), soporte ($\Sigma_P = 4$), emergencia ($\Sigma_P = 5$) y recuperación o restauración. Estas etapas son mostradas por medio del Automata Finito de Estados (FSA, del inglés Finite State Automaton) en la figura 5.4:

- **Operación normal (estado S_1):** En condiciones de operación normal, es decir, cuando $\Sigma_P = 1$, la unidad de AC opera a una P_{inv} y f_{AC} de forma tal que la temperatura T_a se mantenga cercana a T_{set} . Dado que en este estado el soporte del AC al sistema no es requerido, el valor f_{sup} en la figura 3.3 es igual a 0.
- **Soporte (estado S_2):** En esta condición, el consumo de potencia del AC es reducido a través de f_{AC} por un factor f_{frac} . En este caso, f_{sup} está definido de la siguiente manera:

$$f_{sup} = f_{frac}(f_{inv} - f_{min}) \quad (5.5)$$

donde f_{frac} es escogida de forma arbitraria, i.e. 0.5.

- **Emergencia (estado S_2):** Este es el peor escenario y la unidad de AC debe consumir la menor cantidad de potencia activa posible. Esto quiere decir que $f_{sup} = f_{min}$.
- **Recuperación (estado S_3):** Esta etapa es utilizada para evitar que exista sincronización entre la unidades de AC una vez que el sistema vuelva a sus condiciones de operación normal. Para cada unidad de AC, un tiempo de recuperación τ_{rec} (en minutos) es escogido aleatoriamente. Por lo tanto, cuando el coordinador presente un cambio de $\Sigma_P = 5$ hacia $\Sigma_P = 1, 2$ o 3 , le tomará τ_{rec} minutos a la unidad de AC volver a sus condiciones de operación normal.

Control de Potencia Reactiva

La unidad de AC es capaz de inyectar o consumir potencia reactiva de acuerdo a la señal Σ_Q enviada por el coordinador. La potencia reactiva disponible puede ser calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$Q_{available} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_{inv}^2} \quad (5.6)$$

Bajo condiciones de operación normal ($\Sigma_Q = 1$), se asume que la unidad de AC consume potencia reactiva (Q_{inv}) con base en P_{inv} y el factor de potencia (en atraso). Cuando el coordinador solicita soporte a la unidad de AC, es decir, cuando $\Sigma_Q = 2, 3, 4$ o 5 , entonces la unidad de AC inyecta potencia reactiva a la red. La potencia reactiva inyectada es calculada con base en la potencia reactiva disponible y un factor denominado Q_{factor} . Este último está definido en el cuadro 5.1.

El signo negativo para Q_{factor} con $\Sigma_Q = 1$ indica que la unidad de AC se encuentra consumiendo bajo condiciones de operación normal. Por otro lado, cuando $\Sigma_P = 4$ or 5 , la máxima potencia reactiva disponible será solicitada (i.e $Q_{factor} = 1$). Con base en lo anterior, la nueva Q_{ref} para el AC queda definida de la siguiente manera:

$$Q_{ref} = Q_{available} \cdot Q_{factor} \quad (5.7)$$

Cuadro 5.1 Valores utilizados para Q_{factor} de acuerdo a Σ_Q y Σ_P .

Σ_P	Σ_Q	Q_{factor}
1, 2, 3	1	-0.1
1, 2, 3	2	0.25
1, 2, 3	3	0.5
1, 2, 3	4	0.25
1, 2, 3	5	1
4, 5	-	1
4, 5	-	1

Para lograr la potencia reactiva deseada Q_{ref} , un controlador PI interno es agregado con el objetivo de eliminar el error entre Q_{inv} y Q_{ref} . El bloque Q_{cont} en el diagrama de bloques de la figura 3.3 incluye el control de potencia reactiva recién descrito.

5.3. Control de los calentadores eléctricos de agua

Algunas estrategias para el control de cargas termostáticamente controladas actúan ya sea sobre cada unidad (Liu y Shi, 2015) o solo sobre ciertas unidades que son prioritarias (Hao et al., 2014). Sin embargo, para esta investigación, dichas estrategias no pueden ser aplicadas puesto que una señal única Σ es enviada a todas las TCLs. Además, el coordinador no tiene conocimiento de las condiciones de temperatura propias de cada unidad. Por ende, se propone un esquema de control en el que se reduce el consumo de potencia de cada unidad por medio de una reducción en su tiempo de trabajo. Para los calentadores de agua, el tiempo de trabajo se define como el tiempo promedio de encendido en un ciclo, a lo largo de varios ciclos. Este tiempo de trabajo se modificará de acuerdo a un factor denominado $\gamma \in [0, 1]$.

En condiciones de operación normal, durante el estado S_1 , el tiempo promedio de encendido (τ_{ON}) y de apagado (τ_{OFF}) son utilizados. Estos valores son calculados localmente por cada EWH utilizando el periodo τ y el ciclo de trabajo η . Pese a que el estado de encendido y apagado del calentador de agua (debido a los termostatos) no es perfectamente cíclico, y por ende τ y η no son idénticos a lo largo de varios ciclos, estos valores son obtenidos por ciclo y promediados a lo largo de varios ciclos. Dados los valores τ y η , τ_{ON} y τ_{OFF} pueden ser calculados como se muestra a continuación:

$$\tau_{\text{ON}} = \eta\tau, \quad \tau_{\text{OFF}} = (1 - \eta\tau) \quad (5.8)$$

Una vez que se detecte un cambio en la señal de potencia activa enviada por el coordinador ($\Sigma_P \neq 1$), el calentador de agua deja de ser controlado por los termostatos y pasa a comportarse como un autómata independiente. Este comportamiento puede observarse en la figura 5.5.

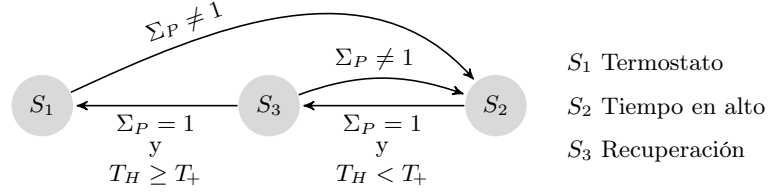


Figura 5.5: Modos de control del EHW.

En el estado S_2 , un temporizador interno fuerza al EWH a mantenerse encendido (resp. apagado) por un tiempo no mayor a $\gamma\tau_{ON}$ (resp. $\tau - \gamma\tau_{ON}$). Dado que el modelo del EWH cuenta con dos termostatos, este esquema se puede lograr por medio del bloqueo del elemento localizado en la zona de alta temperatura y controlando únicamente el elemento localizado en la zona de baja temperatura, el cual es responsable de la mayor parte del consumo de potencia del EWH. Valores mayores de Σ_P resultan en valores más pequeños de γ y por ende, la potencia total consumida por el EWH se ve reducida por el mismo factor.

Si todos los calentadores de agua se encienden cuando el sistema regresa a condiciones de operación normal ($\Sigma_P = 1$), una condición de sincronización no deseada podría ocurrir, pudiendo representar un efecto contraproducente en las condiciones de la red. Con el objetivo de evitar este fenómeno, el estado S_3 es incluido en el esquema de control. Dicho estado cumple con las siguientes funciones:

- Calcula el nuevo γ basado en la siguiente ecuación:

$$\gamma = 1 + \frac{0,1}{2T'_- + T_+}(T_+ - T_L) \quad (5.9)$$

- Fuerza al EWH a permanecer encendido durante $\gamma\tau_{ON}$ y apagado por $\tau - \gamma\tau_{ON}$ segundos de acuerdo al nuevo factor γ .
- Mantiene al EWH en este estado (S_3) hasta que T_H supera T_+ .

5.4. Resultados

Para demostrar el funcionamiento individual de cada uno de los DERs y cargas termostáticamente controladas, dos tipos de simulaciones fueron consideradas: soporte dado por una población de ACs y EWHs, y el soporte combinado de las cargas anteriores en conjunto con los DERs en redes de baja tensión. En ambos casos se asume que el coordinador envía señales de P y Q sin tener ningún tipo de conocimiento de las condiciones actuales de los DERs y TCLs. Todas las decisiones de cada unidad son tomadas con base en condiciones locales. Dado

que los modelos son aptos para análisis de estabilidad, un sistema balanceado trifásico fue considerado para las simulaciones.

Las unidades PV de pequeña escala así como los BESS están representados por el modelo DER_D. Las potencias nominales de los DERs varían en el rango de los 2 kW a los 10 kW. Por simplificación, la constante k en la figura 3.1 es escogida tal que todos los BESS son capaces de entregar potencia nominal por una hora para pasar del máximo al mínimo estado de carga.

Los EWH tiene una potencia nominal de 1,5 kW, 2 kW, 2,5 kW y 3 kW. Para las unidades de AC, la potencia nominal varía entre 0,35 kW y 1,25 kW con factores de potencia entre 1 y 0,95 (en atraso).

Soporte de ACs y EWHs

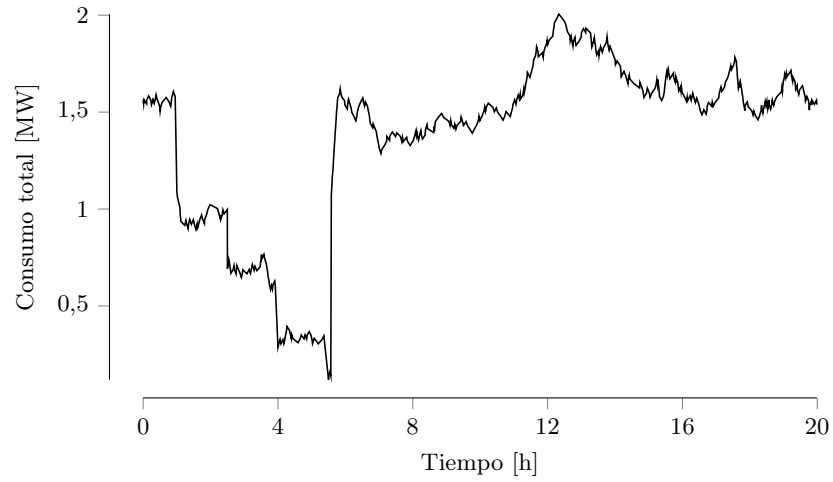
Cargas termostáticamente controladas como los ACs y EWH incluyen dinámicas lentas que no pueden ser representadas en su totalidad en simulaciones de corto plazo, especialmente, los métodos de recuperación.

Para mostrar la respuesta completa de estas cargas a las solicitudes externas por parte del coordinador, dos simulaciones independientes fueron realizadas mediante RAMSES (Aristidou et al., 2016). Un sistema de dos barras fue considerado para esta simulación, donde las cargas reciben las señales del coordinador en diferentes instantes de tiempo. La forma en que el coordinador escoge qué señal enviar será explicada en el capítulo siguiente. Las simulaciones realizadas son las siguientes:

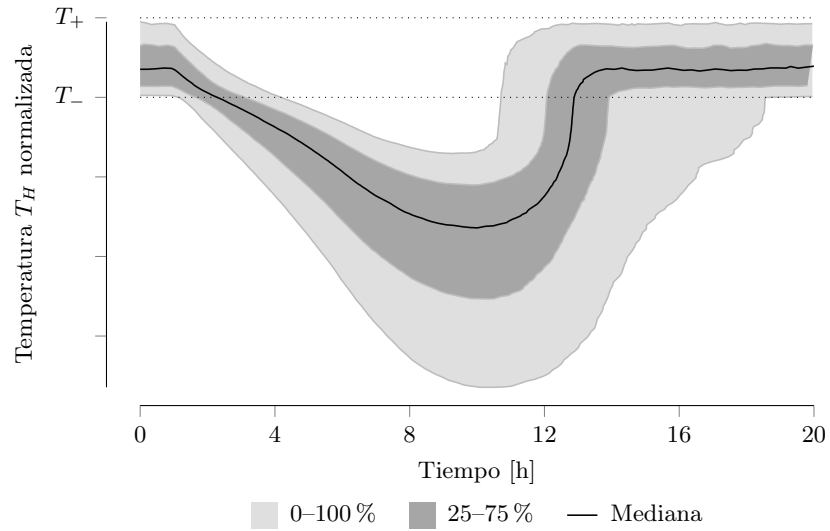
Participación de los EWHs: Un total de 2000 calentadores de agua fueron conectados a la barra de carga. Un periodo de 20 horas fue analizado para diferentes señales Σ_P . Para verificar la reducción en el consumo de potencia activa de cada unidad, la siguiente secuencia de señales fue utilizada: $\Sigma_P = 2$ en $t = 1$ h, $\Sigma_P = 3$ en $t = 2,5$ h, $\Sigma_P = 4$ en $t = 4$ h, $\Sigma_P = 5$ en $t = 5,5$ h y $\Sigma_P = 1$ en $t = 5,583$ h. La figura 5.6(a) muestra la demanda de potencia activa del conjunto de EWHs. Para esta simulación se consideró que el calentador de agua es capaz de responder ante cualquier señal Σ_P . Para este caso, γ de 0,75, 0,5 y 0,25 fueron considerados para $\Sigma_P = 2$, $\Sigma_P = 3$ and $\Sigma_P = 4$, respectivamente. Se puede observar en la figura 5.6(a) cómo el consumo de potencia es reducido en los instantes de tiempo en los que señales del coordinador fueron enviadas. Por otro lado, nótese cómo esta reducción equivale al 25 %, 50 % y 75 % respectivamente. En el instante $t = 5,5$ h, la señal más alta de soporte es enviada ($\Sigma_P = 5$), y por ende, cada unidad de EWH reduce su consumo de potencia a prácticamente 0 kW ($\gamma = 0,1$).

El proceso de recuperación inicia a los $t = 5,583$ h cuando Σ_P regresa a 1. Este cambio extremo es presentado para validar el peor caso que podría experimentar el algoritmo de recuperación. Como se muestra en la figura 5.6(a), los EWHs recuperan su demanda original sin algún tipo de sincronización evidente.

Cuando los EWHs responden a solicitudes del coordinador, las temperaturas T_H se ven afectadas, dejando su zona de operación normal (dentro de los límites T_+ y T_-) como se puede ver en la figura 5.6(b). Aquí, T_H de cada EWH fue



(a)



(b)

Figura 5.6: Respuesta de la población de EWH ante señales del coordinador. (a) Demanda total de 2000 EWH (b) Temperaturas T_H normalizadas. Las divisiones del eje vertical de esta última figura están separadas por una distancia que es, debido a la normalización, igual a la longitud de la banda muerta de temperatura.

normalizada entre T_+ y T_- . Es claro que las temperaturas se vieron altamente afectadas debido a que el coordinador solicitó hasta 4 horas de soporte a las unidades de EWH. En la práctica, las solicitudes del coordinador serán por periodos de tiempo más cortos y no para todas las señales de P (i.e. $\Sigma_P = 4$ o $\Sigma_P = 5$). Esto con el objetivo de causar la mínima disconformidad posible al usuario.

Participación de la unidades de AC con inversor: Un total de 1000 unidades de AC fueron conectadas a la barra de carga con el objetivo de validar su funcionamiento individual. En este escenario, la siguiente secuencia fue utilizada: $(\Sigma_P/\Sigma_Q, t_s)$: (1/2, 15), (1/3, 30), (1/4, 60), (1/5, 75), (4/4, 100), (5/5, 115), (1/4, 130), (1/3, 200) y (1/1, 500) con t_s en unidades de segundos. La figura 5.7(a) muestra el control independiente de Q y P para los primeros 75 s de simulación, donde solo inyección de potencia reactiva fue solicitada. Lo más importante por destacar en esta simulación, es el suave proceso de recuperación realizado por el conjunto de ACs una vez que el coordinador envía la señal para regresar a condiciones de operación normal: (1/1, 500). Pese a que la señal fue enviada a los 500 segundos, la potencia demandada por las unidades de AC recupera su condición inicial aproximadamente en $t = 10$ minutos. Esto fue posible por medio del τ_{rec} , el cual fue aleatoriamente seleccionado entre 5 y 10 minutos para cada AC. Por su parte, la figura 5.7(b) muestra la temperatura T_a normalizada. Dado que la ventana de tiempo de la simulación es de 15 minutos, la temperatura T_a no presenta cambios significativos.

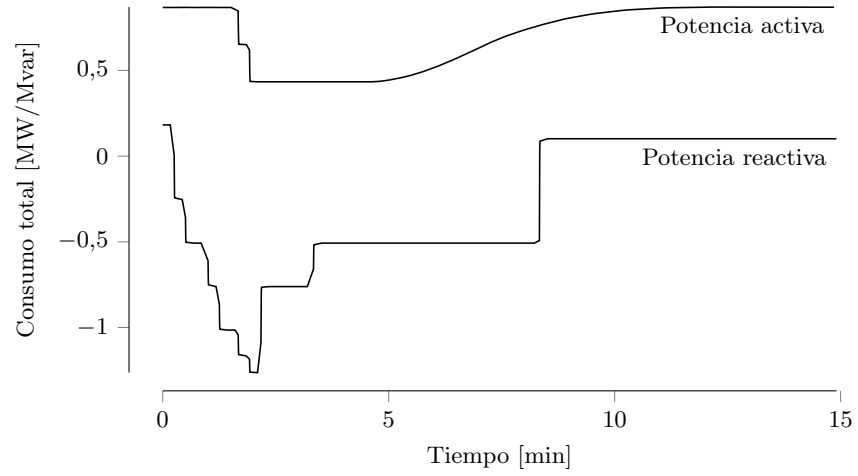
Soporte combinado de DERs, ACs y EWHs

Para demostrar la funcionalidad de los métodos de control propuestos con múltiples DERs (sistemas PV y BESS), ACs y EWHs, se utilizó el sistema de prueba ya mostrado en la figura 6.4 pero con DERs y cargas solamente en una de las 37 redes de baja tensión. Dado que el sistema en este capítulo se simula sin perturbaciones, no se pueden utilizar todas las redes de baja tensión, pues la acción de todos los elementos elevaría demasiado las tensiones del sistema. Esta red de baja tensión, compuesta por 131 barras, fue poblada con DERs y cargas flexibles según la metodología propuesta en (Escobar et al., 2020). En total, la red contiene 62 barras de carga, 36 DERs, 36 EHWs y 18 unidades de AC.

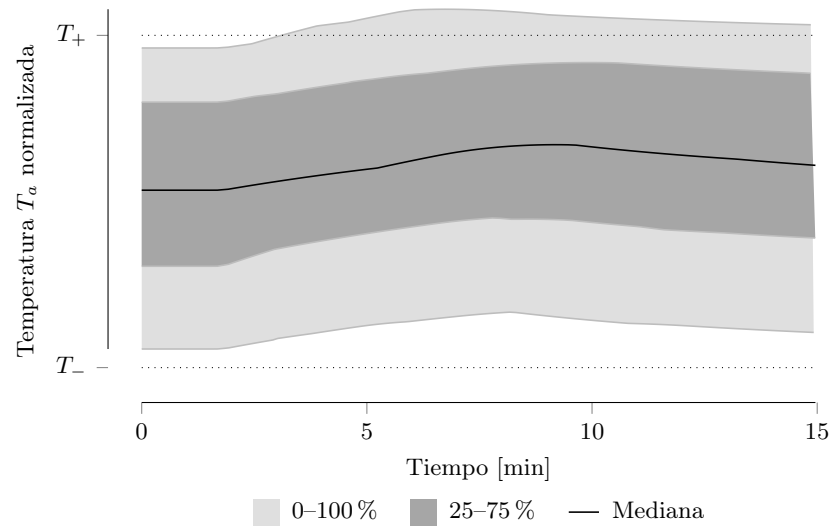
La secuencia enviada por el coordinador a todas las unidades en esta simulación es la siguiente, $(\Sigma_P/\Sigma_Q, t_s [s])$: (3/3, 10), (4/4, 50), (5/5, 80), (3/3, 120), (2/2, 170) y (1/1, 210).

La figura 5.8 muestra la potencia activa y reactiva suplida por el transformador, la demanda de cargas flexibles y no flexibles, así como la potencia consumida/entregada por los DERs. Después de la primera señal, en $t = 10$ s, todos los DERs y cargas flexibles contribuyen al coordinador, ya sea por medio de una reducción en el consumo de potencia activa o inyectando reactivo a la red.

La respuesta agregada de estas unidades es mostrada por medio de la potencia activa/reactiva suplida por el transformador de media/baja tensión. Nótese cómo en la red de baja tensión la potencia activa demandada es reducida

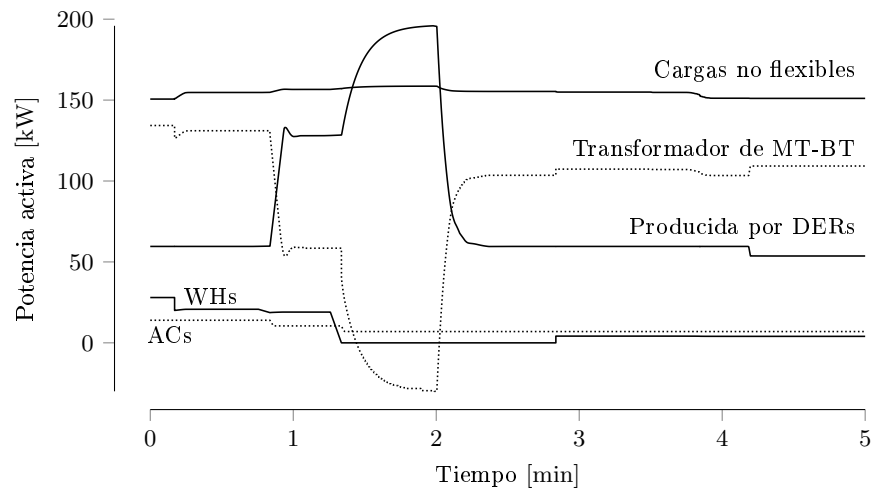


(a)

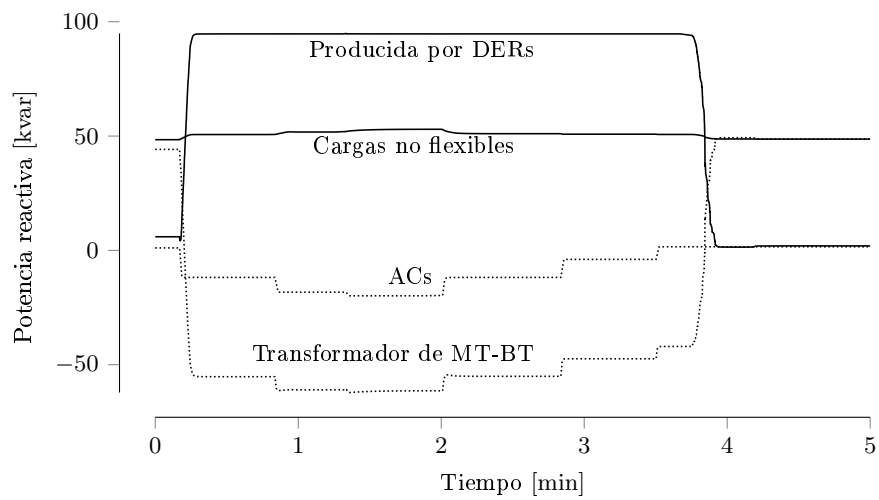


(b)

Figura 5.7: Respuesta de la población de AC con inversor ante señales del coordinador. (a) Consumo total de 1000 unidades de AC (b) Temperatura T_a normalizada.



(a)



(b)

Figura 5.8: Potencias activas y reactivas en la red de baja tensión.

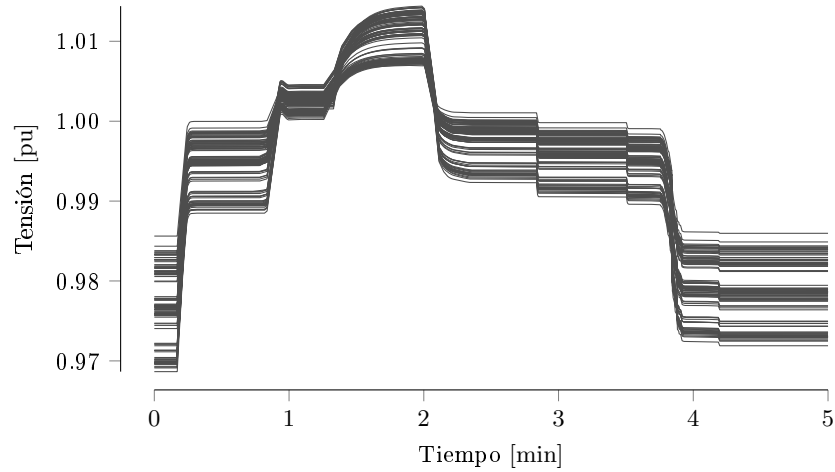


Figura 5.9: Tensiones en las barras de la red de baja tensión.

y la potencia reactiva es inyectada al transformador. Por otro lado, la figura 5.9 presenta la evolución de la tensión en la red de baja tensión debido a las solicitudes del coordinador. Es importante observar cómo los cambios en las tensiones provocan pequeñas variaciones en las potencias demandadas de las cargas no flexibles dependientes de la tensión.

Con respecto a los DERs, la señal enviada por el coordinador genera cambios en t_{sample} desde su valor máximo de 5 s hasta su mínimo de 1 s. También provoca cambios en ρ , permitiéndole tomar valores que van desde 0 hasta su máximo valor de 0.3. Estos cambios se ven reflejados en las potencias reactivas inyectadas por los DERs, cuyo valor agregado se puede observar en la figura 5.8(b). En estas simulaciones, al umbral ΣQ_{exp} se le asignó un valor de 3. Por lo tanto, una expansión de los límites de la región de participación fue ordenada con $(\Sigma_P, \Sigma_Q) = (3, 3)$ en $t_s = 10$ s. Esto aseguró que todos los PVs y BESS ayudaran al coordinador sin importar su tensión terminal.

Para $\Sigma_Q = 4, 5, \text{ y } 3$ en $t_s = 50, 80 \text{ y } 120$ s respectivamente, los parámetros t_{sample} y ρ permanecen constantes en sus valores límite. Tan pronto como los DERs alcanzan su capacidad máxima de potencia reactiva, su salida se torna constante. Finalmente cuando Σ_Q regresa a 1 en $t_s = 210$ s (o 3.5 min), los DERs intencionalmente mantienen su salida constante por alrededor de 10 s, esto antes de restaurar al control Volt-Var normal. Esta última etapa de restauración toma otros 6 s, es por esto que todos los DERs regresan a la curva volt-var en aproximadamente 4 min.

La figura 5.10 presenta el comportamiento de un DER específico en el plano VQ. Como el tiempo es una variable implícita en esta figura, las flechas fueron agregadas para mostrar la trayectoria seguida. Nótese cómo el DER originalmente estaba siguiendo la curva Volt-Var y luego comienza a incrementar su potencia reactiva de salida de acuerdo a las solicitudes del coordinador, hasta

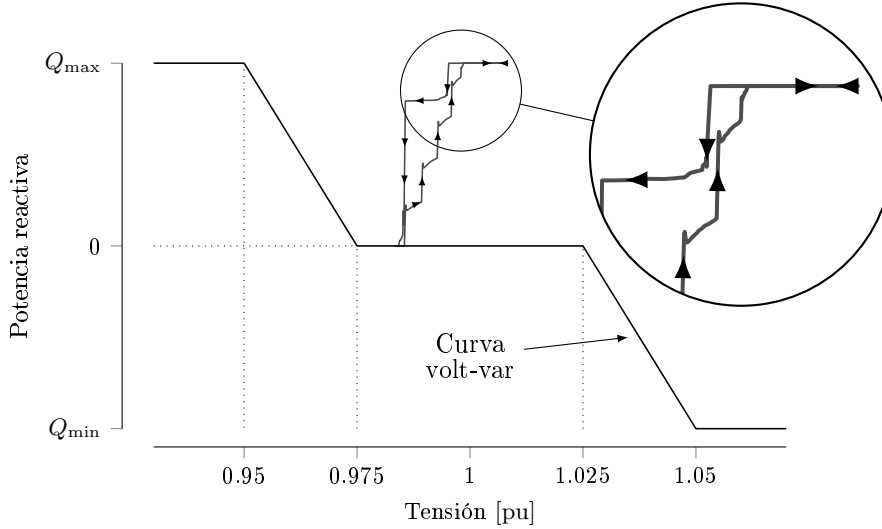


Figura 5.10: Plano VQ de los DERs.

alcanzar Q_{\max} . Luego, cuando el coordinador deja de solicitar soporte ($\Sigma_Q = 1$ en $t_s = 210$ s), el DER vuelve a operar nuevamente bajo la curva Volt-Var.

La respuesta agregada de potencia activa de los DERs puede ser observada en la figura 5.8 después de $t_s = 50$ s, cuando Σ_P toma un valor de 4. En este punto, los DERs empiezan a inyectar potencia activa al sistema basados en sus rangos individuales de disponibilidad de potencia y en las ecuaciones (5.3) y (5.4). En $t_s = 80$ s, cuando el soporte máximo es requerido ($\Sigma_P = 5$), la potencia activa total vista desde el transformador se vuelve negativa, indicando que la red de baja tensión está aportando potencia activa al sistema. Esta contribución dada por los DERs demuestra cómo las redes de baja tensión con alta penetración, pueden ser coordinadas para contribuir con la estabilidad del sistema de potencia.

En cuanto a las unidades de AC, inician consumiendo Q (valores positivos en la figura 5.8). En $t = 10$ s, comienzan a inyectar reactivo. La contribución de estas unidades es calculada a partir de las ecuaciones (5.6), (5.7) y los factores mostrados en el cuadro 5.1.

Las siguientes dos señales en $t = 50$ y 80 s consideran un cambio en la potencia demandada por los ACs. Para $\Sigma_P=4$, f_{frac} de 0.5 fue utilizada. Durante la máxima condición de emergencia ($\Sigma_P=5$) en $t = 80$ s, las unidades de AC consumen la menor potencia activa posible, mientras que la potencia reactiva inyectada es maximizada (sucede también cuando $\Sigma_P=4$), todavía limitada por (5.6). Importante destacar que esta respuesta en potencia reactiva por parte de las unidades de AC, podría no ser posible con algunos inversores.

Para recuperar la potencia reactiva original, una transición suave de señales en los tiempos $t = 120$ s, $t = 170$ s y $t = 210$ s fue considerada. Como se puede

observar en la figura 5.8(a), la potencia activa de los ACs no cambia después de $t = 120$ s. Debido a que $5 \leq \tau_{rec} \leq 15$ min fue escogido aleatoriamente para cada AC, la recuperación en la potencia activa no se observa en esta simulación de corto plazo (7 min). Sin embargo, el método de recuperación fue validado en la simulación a largo plazo de la figura 5.7(a). Por otro lado, la potencia reactiva de los ACs vuelve a ser positiva (consumo) nuevamente en $t = 210$ s (3,5 min), tal y como se asumió para las condiciones iniciales. Este comportamiento se puede observar en la figura 5.8(b).

Finalmente, la participación de los EHWs puede ser observada en la figura 5.8(a) por medio de su reducción en el consumo de potencia activa para $\Sigma_P \geq 3$, empezando en $t = 10$ s. La reducción en el tiempo de encendido (τ_{ON}) por un factor γ en los calentadores de agua, produce una reducción proporcional en el consumo de potencia de los mismos. Para esta simulación, valores γ de 0.8 ($\Sigma_P = 3$) y 0.6 ($\Sigma_P = 4$) fueron seleccionados para los EHWs. En $t = 80$ s, el coordinador solicita el máximo soporte con $\Sigma_P = 5$, por ende, la mayoría de las unidades permanecen apagadas hasta $t = 120$ s ($t = 2$ min), cuando la señal $\Sigma_P = 3$ es recibida. Similar al caso de los ACs, el método de recuperación no se presenta en esta simulación debido a que las unidades deben completar un periodo τ_{OFF} , el cual puede ser mucho mayor a 7 min. El método de recuperación de los EHWs fue presentado en las simulaciones de largo plazo.

Capítulo 6

Diseño y validación del controlador coordinador

6.1. Esquema de coordinación

El esquema de coordinación propuesto tiene como característica principal la unidireccionalidad en el flujo de información; es decir, el controlador coordinador recibe el indicador NLI medido en barras críticas del sistema y con base en dicho indicador envía una señal $\Sigma = (\Sigma_Q, \Sigma_P)$ solicitando ayuda a los elementos de la red. Son estos elementos conectados en las redes de media y baja tensión los que finalmente toman la decisión de ayudar o no al coordinador basados en sus condiciones locales de tensión. El coordinador no tiene conocimiento alguno del estado individual de cada uno de estos elementos, ni tampoco del número de elementos disponibles. Esto representa una gran ventaja, pues considerando la penetración que han alcanzado y que pueden alcanzar los recursos distribuidos, sería sumamente complejo imaginar un sistema donde cada elemento conectado a redes de baja tensión esté compartiendo información con el coordinador y, que a su vez, este último sea capaz de recibir toda esta información para procesarla y determinar una acción individualizada y específica para cada uno de los elementos.

Para entender el esquema de coordinación que se plantea, se presenta un diagrama de bloques general en la figura 6.1. Como punto de partida se tiene el sistema de potencia con todos los generadores, líneas de transmisión, subestaciones, cargas, recursos distribuidos y demás elementos que lo conforman. Sobre este sistema se miden variables para calcular el NLI y se miden las corrientes de campo de los generadores, que son las dos variables utilizadas por el coordinador para evaluar la urgencia con que solicitará ayuda a los recursos distribuidos.

Con estas variables de entrada, el coordinador envía una señal de dos canales $\Sigma = (\Sigma_P, \Sigma_Q)$ que tiene un valor de $(1, 1)$ cuando el sistema se encuentra en un estado normal y en óptimas condiciones. Sin embargo, cuando ocurre una perturbación y el sistema entra en estado de emergencia, sigue el árbol de

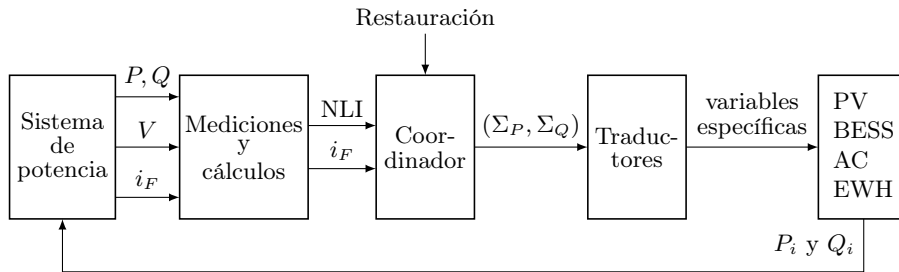


Figura 6.1: Interacción entre el sistema de potencia y el coordinador.

decisión mostrado en la figura 6.2. Como se muestra en dicha figura, el primer criterio que se consulta es el NLI. Si su valor es cero o de signo positivo, la determinación de la gravedad del sistema recaerá en su derivada y las corrientes de campo. Entre más negativo sea el valor de la derivada del NLI y más cercanas estén las corrientes de campo de sus límites máximos, más propenso es el sistema al colapso, por lo que más fuertes deben ser las acciones que se tomen. Por lo tanto, para $NLI \geq 0$, se distinguen cuatro intervalos de acción según su derivada, denotados con W , X , Y y Z ; los límites entre estos intervalos son 0, lím. A y lím. B y satisfacen que lím. B < lím. A < 0. Los valores que se asignaron a estos parámetros fueron lím. A = -0,02 y lím. B = -0,1833. El valor de la señal Σ en el instante actual, denotado con Σ_k , es definido en cada uno de estos intervalos.

Cuando el NLI alcanza valores negativos, la probabilidad de que el sistema colapse es mayor. Por esto, las acciones que se tomen deben ser prontas y eficaces. Como se muestra en la figura 6.2 (decisión correspondiente al primer «no»), bajo esta condición, el coordinador contará el tiempo a partir del momento en que el NLI se hizo negativo (t_{neg}) e irá aumentando el valor de Σ de unidad en unidad cada cinco segundos, partiendo del valor que tenía la señal cuando se dio el cambio de signo del NLI (Σ_{neg}). El máximo valor que alcanza Σ es (5, 5) y representa la mayor solicitud de ayuda que puede realizar el coordinador.

Bloqueo de señal

Como se observó anteriormente, según la severidad del problema, así será la magnitud de la señal. En una misma perturbación, de acuerdo con las condiciones que vaya presentando el sistema, las señales enviadas podrían aumentar si las condiciones del sistema empeoran o, por el contrario, podrían disminuir si las condiciones mejoran. En este último caso, podría suceder que basado en la recuperación que va presentando el sistema, el coordinador intente reducir la magnitud de la señal, pero que al hacerlo y reducir la ayuda de los recursos distribuidos, se empeore su condición. Por esto, es necesario un mecanismo que le permita al coordinador reducir la solicitud de ayuda ante mejorías del sistema, pero que ante una eventual recaída bloquee la señal (a la señal previa

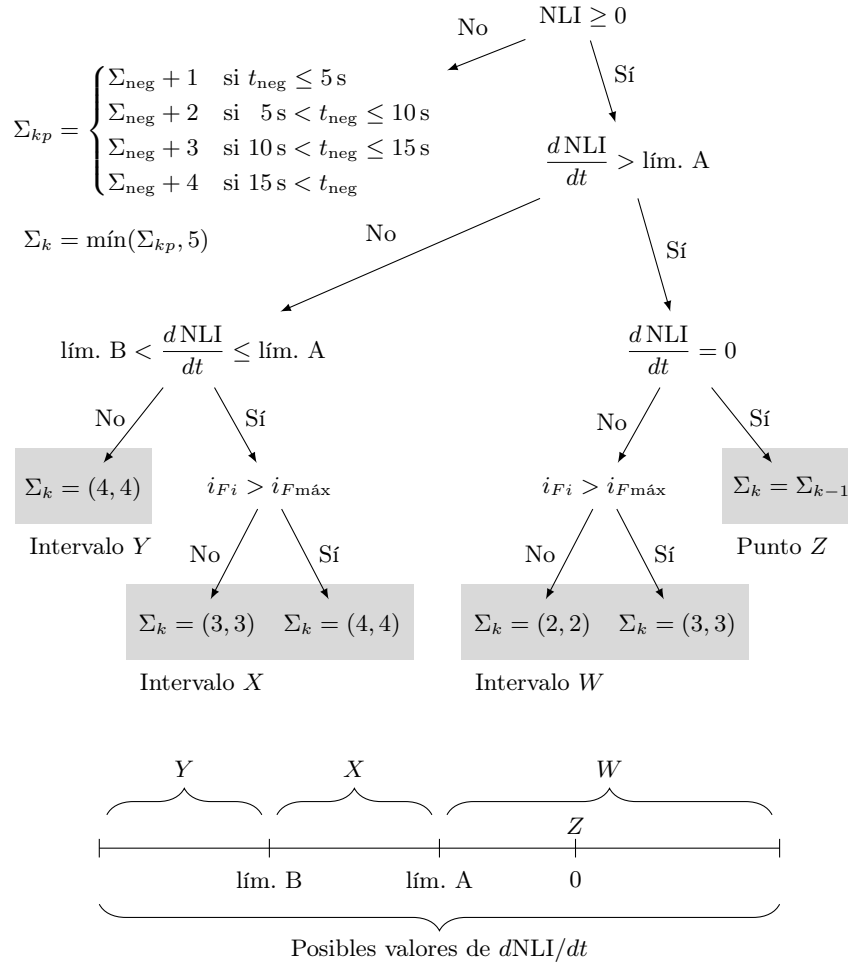


Figura 6.2: Árbol de decisión para determinar el valor de Σ .

a la reducción) evitando así mayores perjuicios. Por lo tanto, para este fin se considera que la reducción de señal no es efectiva y más bien perjudica la recuperación del sistema si $dNLI/dt$ disminuye con respecto al valor que tenía antes de la reducción de señal.

Para solucionar este posible efecto contraproducente al reducir la señal, cada vez que el coordinador reduzca su solicitud de ayuda, se almacena el valor de la derivada del NLI en ese instante. Más específicamente, si la señal Σ_P pasa de un valor A a un valor B con $A > B$, entonces se registra la derivada $dNLI_A/dt$ en el instante del cambio. Durante los próximos segundos y durante un tiempo máximo de revisión preestablecido (t_{rev}), se compara el valor de $dNLI/dt$ con $dNLI_A/dt$. Si en algún instante antes de que haya transcurrido t_{rev} se detecta

tras superar el estado crítico, el operador podría alterar los flujos de potencia para garantizar la seguridad del sistema aún tras la salida de dicha línea.

Una vez que se han llevado a cabo acciones suficientes para devolver la seguridad operativa al sistema y enmendar la salida del elemento que ocasionó la perturbación, es posible iniciar el proceso de restauración. El objetivo de este proceso es retirar paulatinamente la ayuda de los recursos distribuidos una vez que se logró estabilizar el sistema. Antes de iniciar este proceso, el operador del sistema debió haber restablecido el elemento que falló o al menos puesto en operación nuevos elementos que sustituyan el aporte del que salió de operación. Si esto no es así y se inicia con el proceso de restauración, se verá comprometida nuevamente la estabilidad del sistema.

En el algoritmo propuesto, el proceso de restauración inicia una vez que el operador confirma que se ha restablecido la seguridad operativa del sistema y que, por ende, se puede iniciar con la reducción gradual de la ayuda de los recursos distribuidos. Este proceso de restauración se basa en las asignaciones

$$\Sigma_{kp} = \begin{cases} \Sigma_{\text{rest}} - 1 & \text{si } t_{\text{rest}} \leq 5 \text{ s}, \\ \Sigma_{\text{rest}} - 2 & \text{si } 5 \text{ s} < t_{\text{rest}} \leq 10 \text{ s}, \\ \Sigma_{\text{rest}} - 3 & \text{si } 10 \text{ s} < t_{\text{rest}} \leq 15 \text{ s}, \\ \Sigma_{\text{rest}} - 4 & \text{si } 15 \text{ s} < t_{\text{rest}}, \end{cases}$$

$$\Sigma_k = \text{máx}(\Sigma_{kp}, 1).$$

En el momento en el que se recibe la señal de restauración, la señal del coordinador es almacenada: $\Sigma_{\text{rest}} = \Sigma$. A partir de este momento, la señal del coordinador es reducida en función del tiempo t_{rest} , hasta alcanzar su valor mínimo (1,1); el tiempo t_{rest} es el que transcurre desde que la señal de restauración fue recibida.

6.2. Resultados

Para validar el funcionamiento del coordinador se considera el sistema de prueba descrito en el apartado 4.4 y cuyo diagrama se muestra nuevamente en la figura 6.4.

En total, cuatro diferentes casos son puestos a prueba para analizar la respuesta del sistema con y sin coordinador. Las simulaciones de los cuatro casos tienen las siguientes condiciones en común:

- El NLI es medido en la barra 4. Se consideran las corrientes que provienen de la barra de potencia infinita y del generador G_2 .
- Se miden las tensiones de las barras 3 y 4 y la corriente de campo i_F del generador G_2 .
- Los recursos distribuidos localizados en la red de distribución (DERs, ACs y EWHs) responden a la señal del coordinador (Σ_P, Σ_Q) de acuerdo con sus controladores internos, explicados en el capítulo 5.

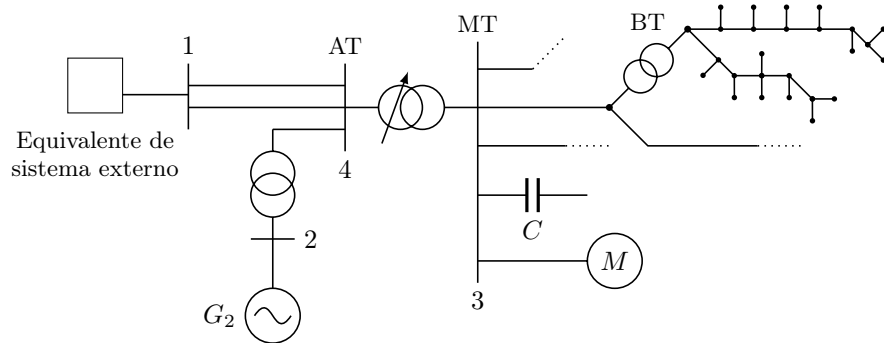


Figura 6.4: Sistema de AT, MT y BT limitado por estabilidad de tensión.

- La corriente i_F *normalizada* mostrada en las gráficas posteriores corresponde al cociente entre la corriente de campo del generador G_2 y su valor máximo I_F^{lim} .

A continuación se describen los cuatro casos y se presentan las simulaciones correspondientes.

Caso 1: cortocircuito

Para esta primera prueba se considera un cortocircuito a la mitad de una de las líneas que une la barra de potencia infinita con la barra 4. Con la referencia de tiempo escogida, este cortocircuito ocurre a los 10 s. Además, es despejado después de 100 ms por las protecciones que se encuentran en los extremos de la línea. Tras su despeje, el sistema queda operando únicamente con una de las líneas que comunican las barras mencionadas.

La figura 6.5a muestra la potencia y la conductancia medidas en la barra 4. Dicha figura también muestra el NLI que se calcula a partir de estas dos variables. Para el caso sin coordinador (líneas punteadas en todas las gráficas), a partir del momento en que la falla es despejada (10.1 s), la conductancia en la barra comienza a aumentar, mientras que la potencia se mantiene prácticamente constante. Lo anterior produce los primeros valores de NLI. Además, nótese en la figura 6.6b cómo la corriente de campo del generador, normalizada con respecto a su valor límite, está por encima de 1 luego de que la falla es despejada. A partir de este momento, esta corriente aumenta con el objetivo de incrementar la tensión en la barra 4, la cual viene en constante descenso. Sin embargo, aproximadamente en 80 s (1:23 minutos) la corriente de campo es limitada por el limitador del generador. Esta caída conlleva entonces una baja en los niveles de tensión de transmisión (V_4) y distribución (V_3).

El incremento no deseado en la corriente de campo del generador, previo a la activación del limitador del generador, puede monitorearse también por medio del NLI, el cual comienza a decaer a partir de 45 s. Esto indica que las condiciones del sistema están empeorando. De hecho, el NLI se convierte en

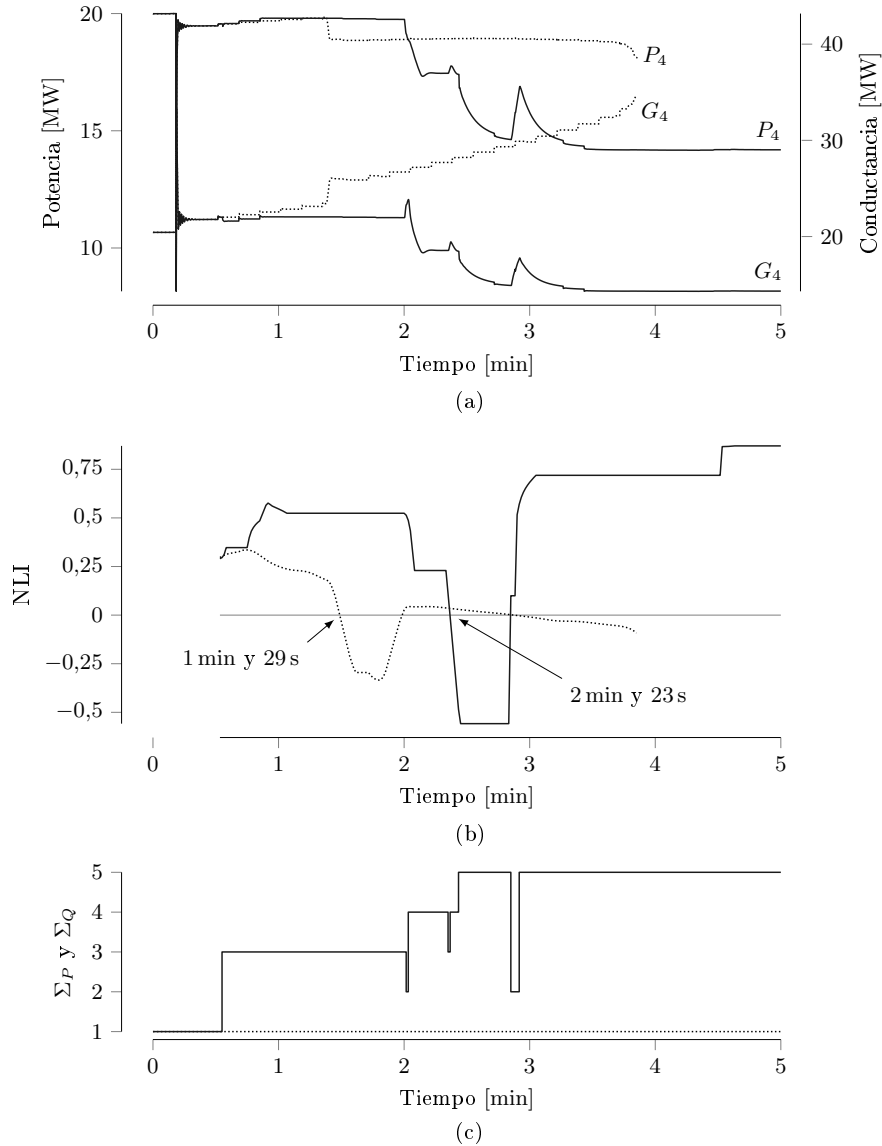


Figura 6.5: Resultados del caso 1. *a)* Potencia activa transferida hacia la barra 4 y conductancia equivalente de dicha barra. La conductancia no se expresa directamente, sino que se da la potencia activa que esta conductancia consumiría a tensión nominal. *b)* NLI medido en la barra 4. *c)* Valor de tanto la señal Σ_P como la señal Σ_Q . Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

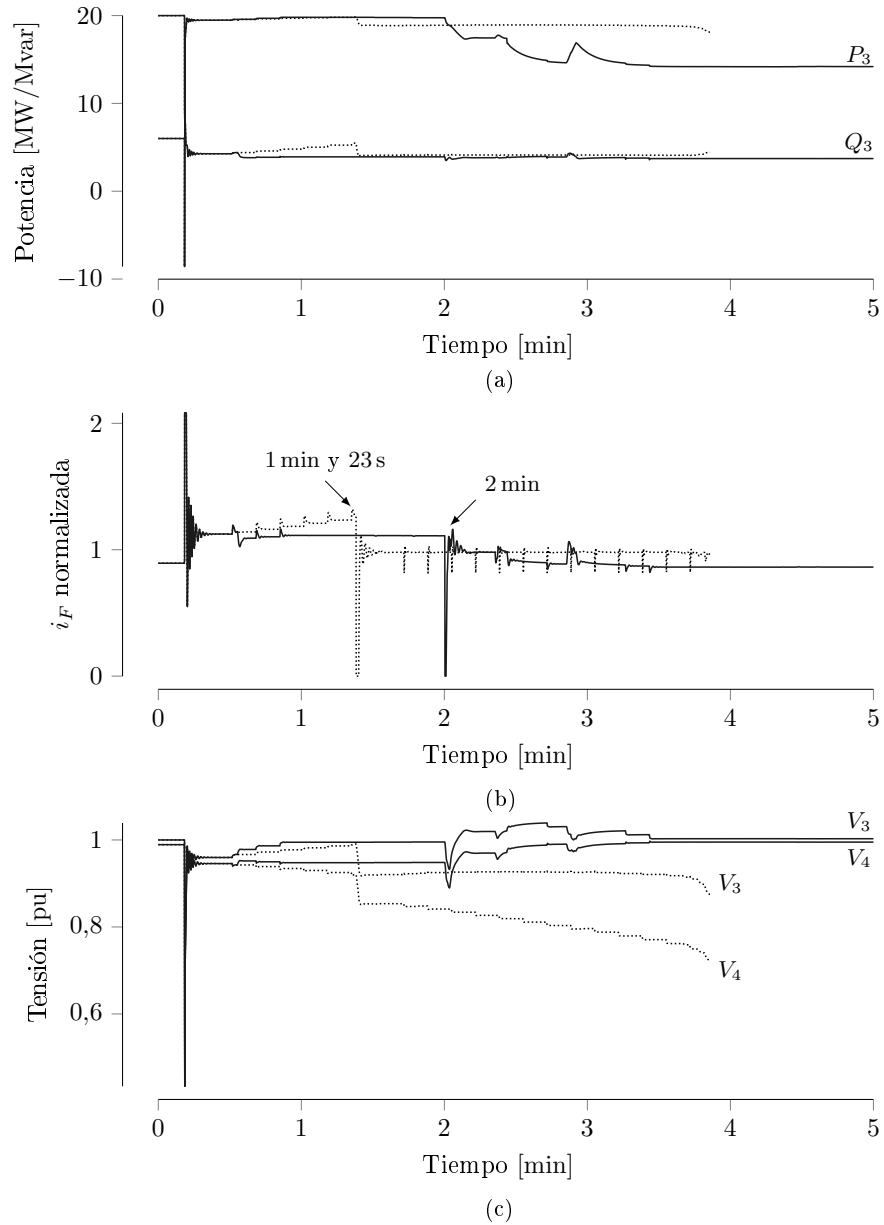


Figura 6.6: Resultados del caso 1. *a)* Potencias activa y reactiva entregadas por el transformador de subestación. *b)* Corriente de campo i_F normalizada. *c)* Tensiones de transmisión (barra 4) y de distribución (barra 3). Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

negativo en 1:29 minutos. Como se explicó en el apartado 2.6, este cruce por cero representa el primer aviso de que el sistema está alcanzando su límite de operabilidad e indica, por ende, que se deben tomar acciones correctivas. Dado que el sistema opera sin coordinador, la única ayuda que recibe es la que proviene de los DERs por medio de su curva volt-var. Esta ayuda, en conjunto con la corriente de campo del generador y la acción del LTC, hace que la tensión de distribución se mantenga por arriba de 0.9 pu. No obstante, durante este periodo, comprendido entre 1:40 y 2:50 minutos, la tensión de transmisión cae drásticamente. Además, la corriente de campo del generador se encuentra en su límite de operación. Dado que ninguna acción correctiva es tomada en el sistema, irremediablemente este colapso aproximadamente a los 3:51 minutos.

El NLI presentó una alerta en 1:29 minutos, dando así, aproximadamente 2:20 minutos para tomar acciones que ayuden a evitar el colapso del sistema. Por ende, la presencia de un ente coordinador podría ayudar a tomar las acciones correctivas en el sistema por medio de los recursos distribuidos localizados en la zona de distribución. Las figuras 6.5 y 6.6 muestran el comportamiento del sistema, ante la misma falla (corto circuito en 10 s), pero incluyendo un coordinador, que recibe el valor de NLI y envía señales de ayuda (Σ_Q , Σ_P) a los recursos distribuidos aguas abajo (baterías, paneles fotovoltaicos, ACs y EWHs) por medio del esquema presentado en la figura 6.2. Primeramente, nótese las diferencias en las señales enviadas con coordinador (figura 6.5c). A partir de 30 segundos se empieza solicitar la primera ayuda por parte del coordinador. Dado el valor de la derivada del NLI para dicho instante, y el hecho de que la corriente de campo normalizada esté por encima de su valor máximo ($i_F \text{ normalizada} > 1$, figura 6.6b), hace que el esquema de control propuesto entre en el caso W . Esta primera ayuda ($\Sigma = (3, 3)$) provoca que tanto la potencia y la conductancia medidas en la barra 4, se estabilicen. Por otro lado, pese a que la corriente de campo del generador no sigue aumentando (en comparación al caso sin coordinador, figura 6.6b), su valor sigue siendo mayor al límite permitido. Esto produce que alrededor de 2 minutos, el limitador de corriente del generador actúe y produzca entonces una caída en las tensiones de transmisión y distribución.

La actuación del limitador de corriente es reflejada nuevamente en el NLI, el cual cae por debajo de cero, y hace entonces que el coordinador requiera de acciones correctivas más fuertes, $\Sigma = (4, 4)$ e inclusive $\Sigma = (5, 5)$, la cual representa la máxima ayuda posible. En estos casos, una reducción en el consumo de potencia activa de los ACs y los EWHs es requerida. Además, las baterías comienzan a inyectar potencia activa al sistema. Estas contribuciones pueden ser apreciadas por medio de una reducción en la corriente de campo del generador, así como un incremento en las tensiones de distribución y transmisión, provocando que el NLI vuelva a ser positivo luego de 2:50 minutos. Esta mejora en las condiciones del sistema hace que el coordinador intente reducir la magnitud de la señal de ayuda a $\Sigma = (2, 2)$. Sin embargo, el coordinador, por medio del método de bloqueo explicado en la sección 6.1, detecta que las condiciones del sistema empeoran (la derivada del NLI empeora con respecto a la que traía con la señal de ayuda superior) y por ende bloquea la señal en

el valor que traía antes de la reducción ($\Sigma = (5, 5)$). El cambio observado en la señal enviada por el coordinador en $t = 2$ minutos (de 3 a 2), se debe a que la corriente de campo cayó por debajo de su valor máximo y por ende cambia de estado dentro del caso W . Por otro lado, el cambio observado en $t = 2 : 20$ minutos (de 4 a 3), se debe a que la derivada del NLI aumenta, pasando del caso Y al X .

Además, para el caso con coordinador se considera que en 300 s (5 minutos), la línea de transmisión que fue sacada de operación producto del corto circuito es reconectada. Las figuras 6.7 y 6.8 muestran el comportamiento de las variables de interés en el sistema después de la reconexión de la línea. Estas gráficas representan una continuación en el tiempo (a partir de 300 s) de las figuras 6.5 y 6.6. En este instante de tiempo se considera que el operador de la red envía una señal de restauración indicándole al coordinador que puede iniciar con el proceso de restauración propuesto en la sección 6.1. Nótese cómo la señal enviada por el coordinador cae progresivamente hasta que el sistema alcanza nuevamente su operación normal ($\Sigma = (1, 1)$).

Caso 2: cortocircuito con reducción de potencia reactiva en C

Este caso considera el mismo cortocircuito del caso anterior, pero añade un poco más de gravedad al sistema por medio de una reducción en la potencia reactiva del capacitor C . Los resultados de estas simulaciones se muestran en las figuras 6.9 y 6.10. Esta reducción se realiza en 2:45 minutos y es equivalente a 1 MVar.

Igual que en el caso anterior, el NLI de la simulación sin coordinador muestra la primera alarma a los 1:29 min. Sin embargo, producto de la reducción de la potencia reactiva inyectada por C , el sistema colapsa en 2:50 min, aproximadamente un minuto antes que el caso anterior (3:51 min). Este colapso se puede apreciar en el considerable aumento de la conductancia sumado a la disminución de la potencia activa, ambas medidas en la barra de transmisión. En términos del NLI, este ΔG positivo y ΔP negativo hacen que el NLI presente una caída abrupta hacia valores negativos.

Ante la presencia de un coordinador, se obtienen los resultados graficados con curvas continuas en las mismas figuras. El coordinador, por medio de la solicitud de ayuda a los recursos distribuidos es capaz de salvar el sistema. Importante destacar el hecho de que el esquema de coordinación no se espera a que el sistema se encuentre en condiciones muy críticas ($NLI < 0$) para empezar a tomar decisiones. El esquema de coordinación permite ayudar al sistema con señales de baja magnitud (i.e 2 o 3) cuando detecta un problema y si el sistema lo requiere, envía señales con magnitudes más altas (i.e 4 o 5). Esto representa un aspecto positivo de este esquema, ya que la comodidad del usuario no es afectada en los primeros instantes de la condición de falla. Sin embargo, si las condiciones empeoran y la amenaza se incrementa, podría ser necesaria una reducción en la potencia activa consumida por las unidades de AC y EWH y una alteración en la potencia activa de salida de los PVs y baterías.

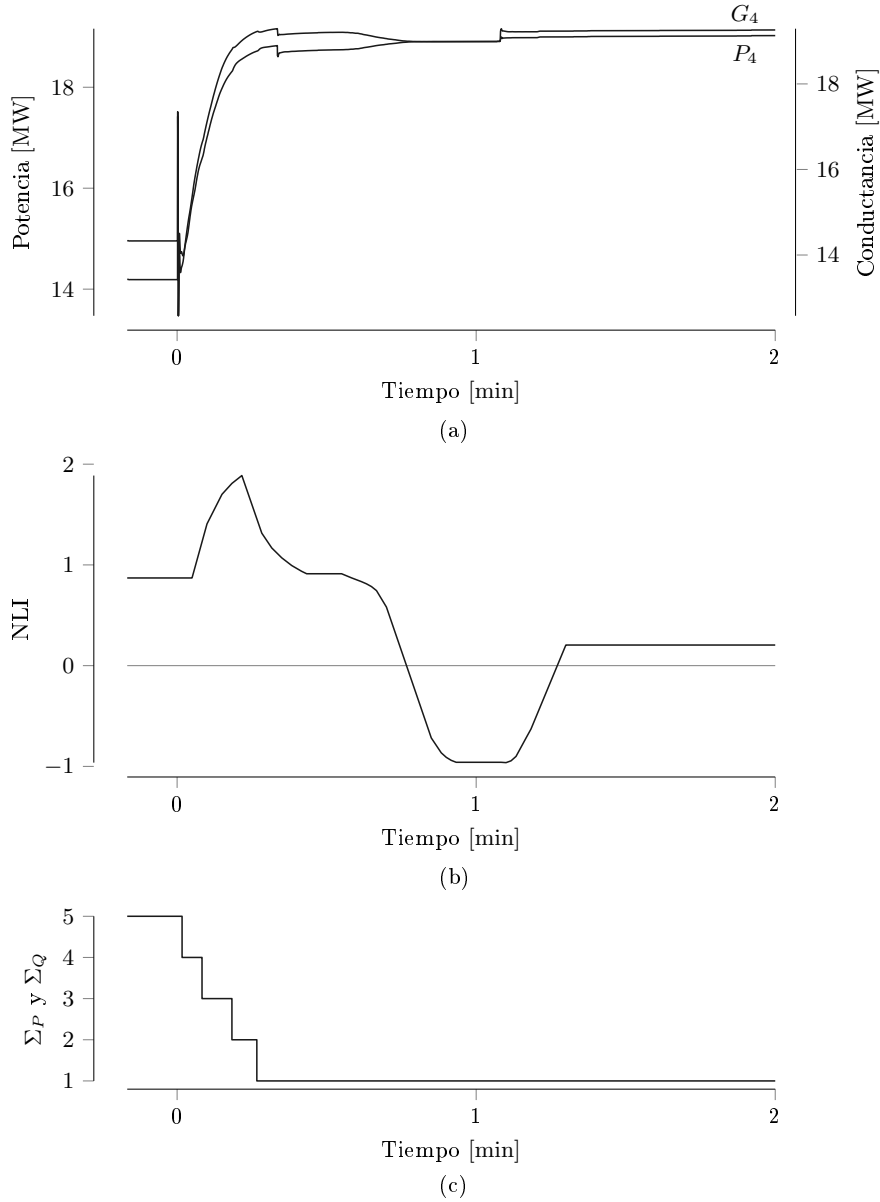


Figura 6.7: Resultados del caso 1 después de la reconexión. *a)* Potencia activa transferida hacia la barra 4 y conductancia equivalente de dicha barra. La conductancia no se expresa directamente, sino que se da la potencia activa que esta conductancia consumiría a tensión nominal. *b)* NLI medido en la barra 4. *c)* Valor de tanto la señal Σ_P como la señal Σ_Q .

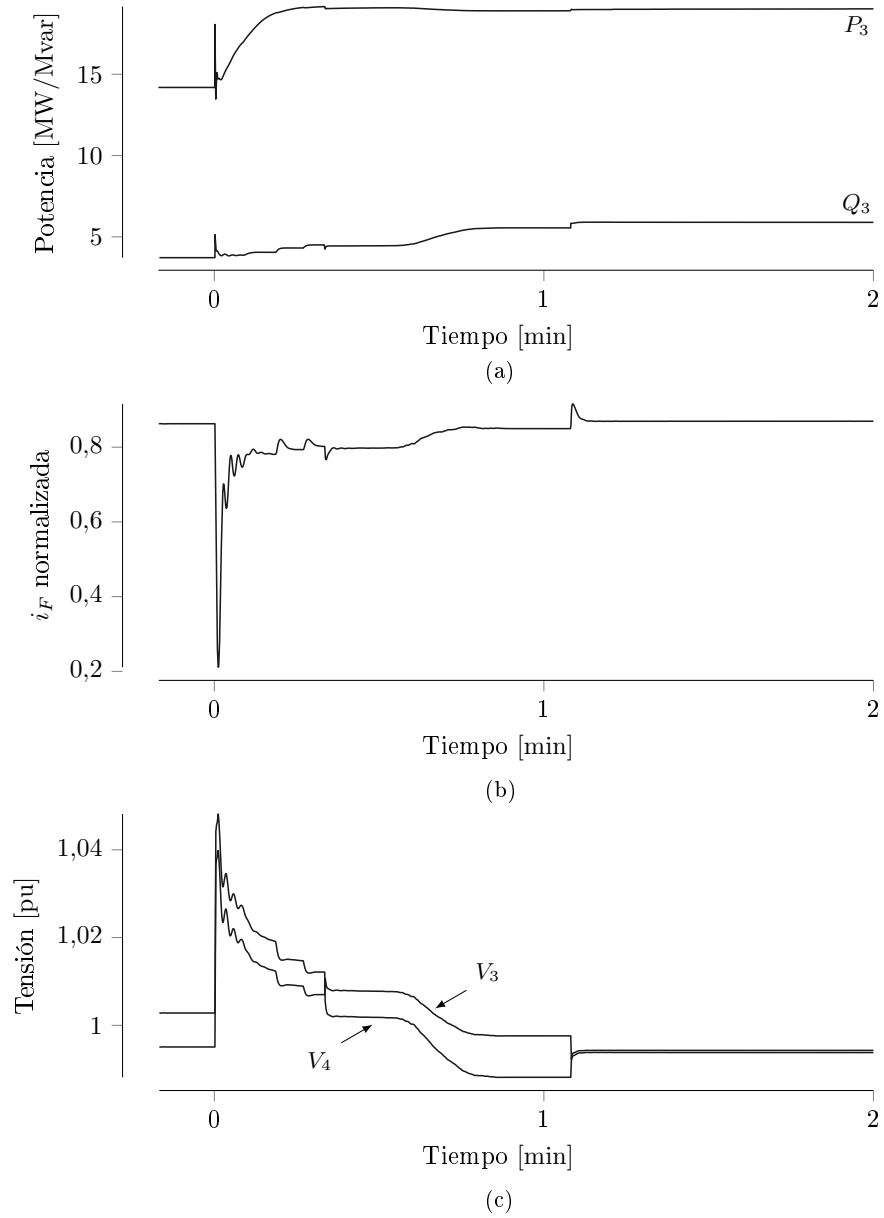


Figura 6.8: Resultados del caso 1 después de la reconexión. *a)* Potencias activa y reactiva entregadas por el transformador de subestación. *b)* Corriente de campo i_F normalizada. *c)* Tensiones de transmisión (barra 4) y de distribución (barra 3).

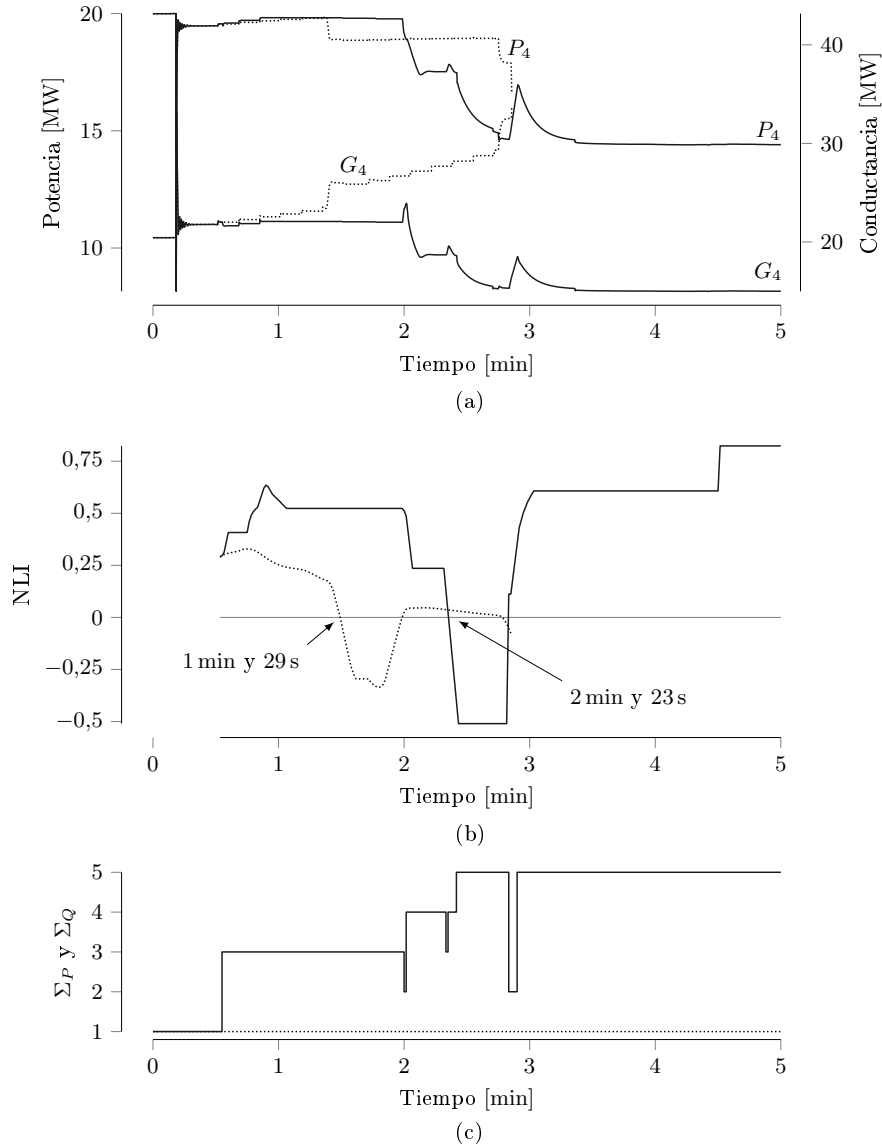


Figura 6.9: Resultados del caso 2. *a)* Potencia activa transferida hacia la barra 4 y conductancia equivalente de dicha barra. La conductancia no se expresa directamente, sino que se da la potencia activa que esta conductancia consumiría a tensión nominal. *b)* NLI medido en la barra 4. *c)* Valor de tanto la señal Σ_P como la señal Σ_Q . Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

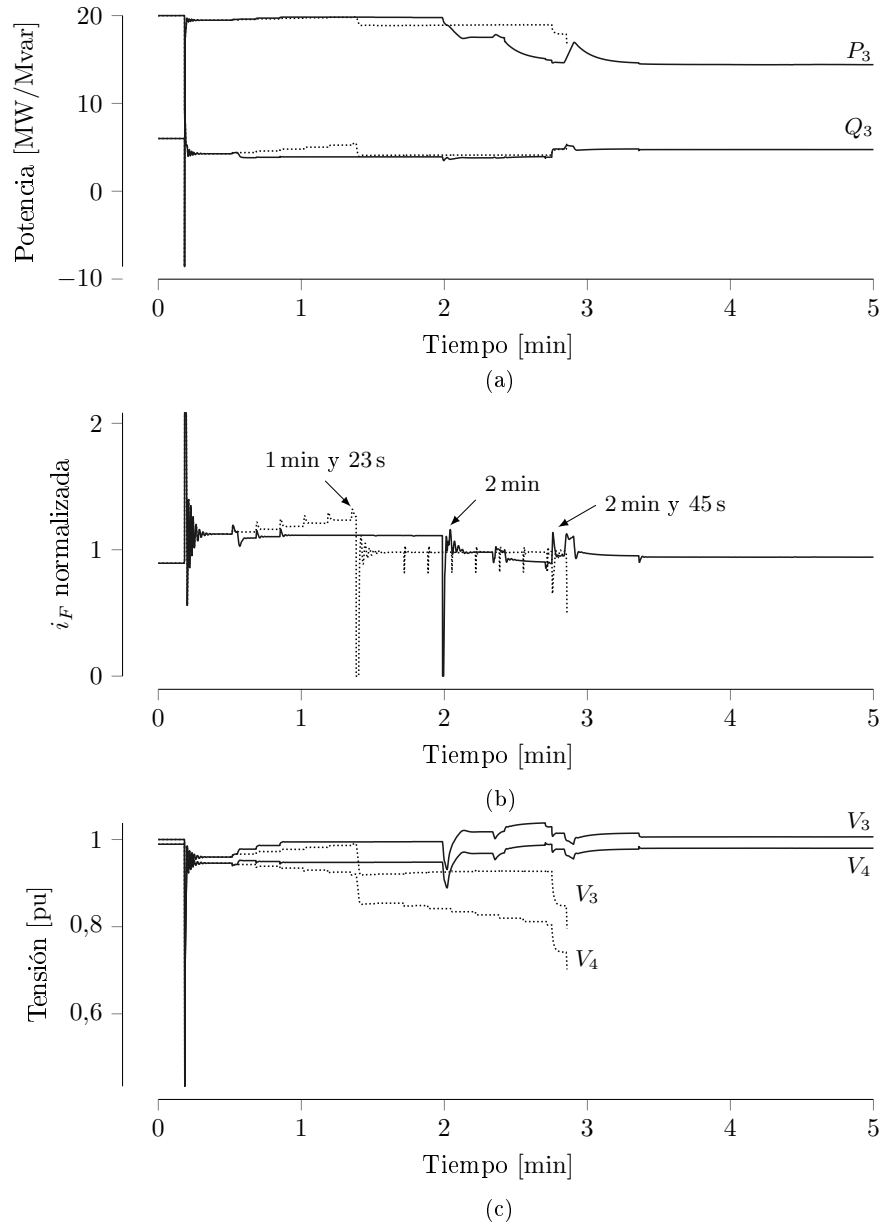


Figura 6.10: Resultados del caso 2. *a)* Potencias activa y reactiva entregadas por el transformador de subestación. *b)* Corriente de campo i_F normalizada. *c)* Tensiones de transmisión (barra 4) y de distribución (barra 3). Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

El hecho de contar con un ente coordinador y recursos distribuidos, no implica que ante cualquier falla, el sistema siempre podrá ser estable. El soporte que brindan los recursos distribuidos es limitado y por ende no se debe asumir que el uso de un coordinador para estas unidades represente la solución infalible a la estabilidad de los sistemas de potencia. Por el contrario, el coordinador y su respectivo esquema de coordinación ofrece una ampliación en la ventana de acción de la red. Esto significa que el NLI como método de detección de inestabilidad sumado a la acción anticipada de los recursos distribuidos, le permite al operador de la red contar con una mayor porción de tiempo para realizar ajustes con el fin de resolver el problema original (i.e salida de una línea de transmisión) y garantizar la estabilidad del sistema. Esta porción de tiempo es obtenida gracias a la contribución de los recursos distribuidos que operan en función de la señal enviada por el coordinador.

Lo explicado anteriormente se observa en la corriente normalizada del generador (6.10b). Pese a que el coordinador fue capaz de mantener el sistema estable ante las fallas presentadas (corto circuito y disminución de la potencia reactiva del capacitor C), la corriente normalizada del generador sigue estando muy cerca del límite y acciones adicionales por parte del operador de la red deben ser tomadas para poder regresar a la condición de operación normal.

Caso 3: salida del generador

Para mostrar una perturbación diferente, se realizó una simulación en la cual el generador $G2$ se dispara a los 10 s tras una falla. Esta falla no representa una amenaza tan fuerte para el sistema en comparación con el caso anterior, sin embargo permite apreciar las ventajas que brinda la presencia del coordinador.

Para el caso sin coordinador, se puede apreciar en la figura 6.12c que las tensiones caen cuando se dispara el generador. Acto seguido, el LTC comienza a actuar levantando la tensión de distribución ($V3$), sin embargo con cada una de sus operaciones la tensión de transmisión se ve más afectada ($V4$). Esto genera que la conductancia vista desde el transformador AT-MT se incremente como se observa en la figura 6.11a, sin embargo la potencia no aumenta al mismo ritmo y es por eso que el valor del NLI comienza a disminuir. A pesar de esta situación, como se dijo anteriormente, la perturbación no es tan severa, el sistema no colapsa y por ende el NLI nunca llegó a tomar valores negativos.

Por otro lado, la simulación con coordinador muestra mejoras significativas, pues el sistema logra levantar la tensión de distribución con una menor afectación a la de transmisión. Todo esto lo realiza en un menor tiempo transitorio. También al observar la conductancia de este caso, se aprecia que la acción del coordinador evita que esta suba como cuando no se tenía coordinador, esto hace que el NLI con coordinador mantenga valores ligeramente mayores (figura 6.11b).

Ante una situación de emergencia como la presentada en este caso, el coordinador por medio del NLI es capaz de detectar que la severidad de la misma no es tan alta y que por ende, tal como se observa en la figura 6.11c, señales de ayuda superiores a 3 no son necesarias. Esto representa una gran ventaja puesto que el soporte brindado a la red proviene de los PVs y baterías,

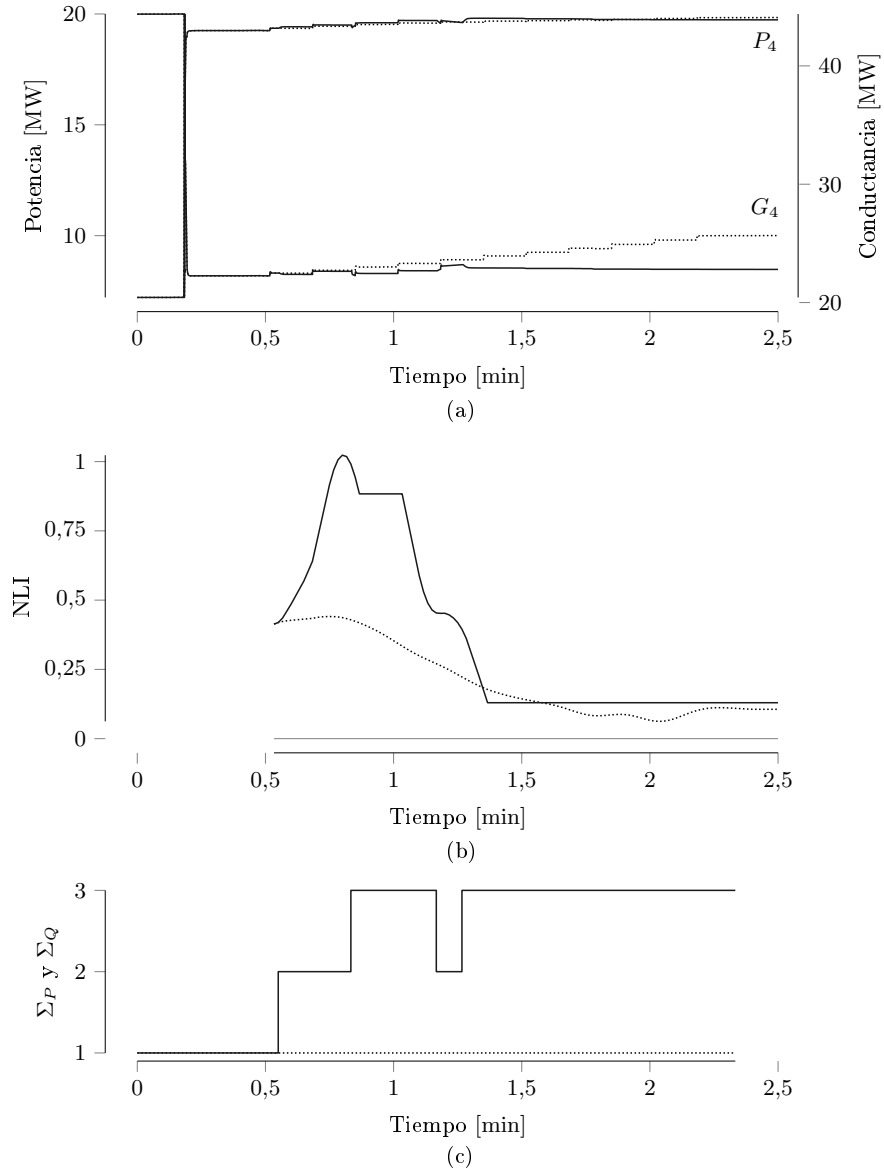


Figura 6.11: Resultados del caso 3. *a)* Potencia activa transferida hacia la barra 4 y conductancia equivalente de dicha barra. La conductancia no se expresa directamente, sino que se da la potencia activa que esta conductancia consumiría a tensión nominal. *b)* NLI medido en la barra 4. *c)* Valor de tanto la señal Σ_P como la señal Σ_Q . Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

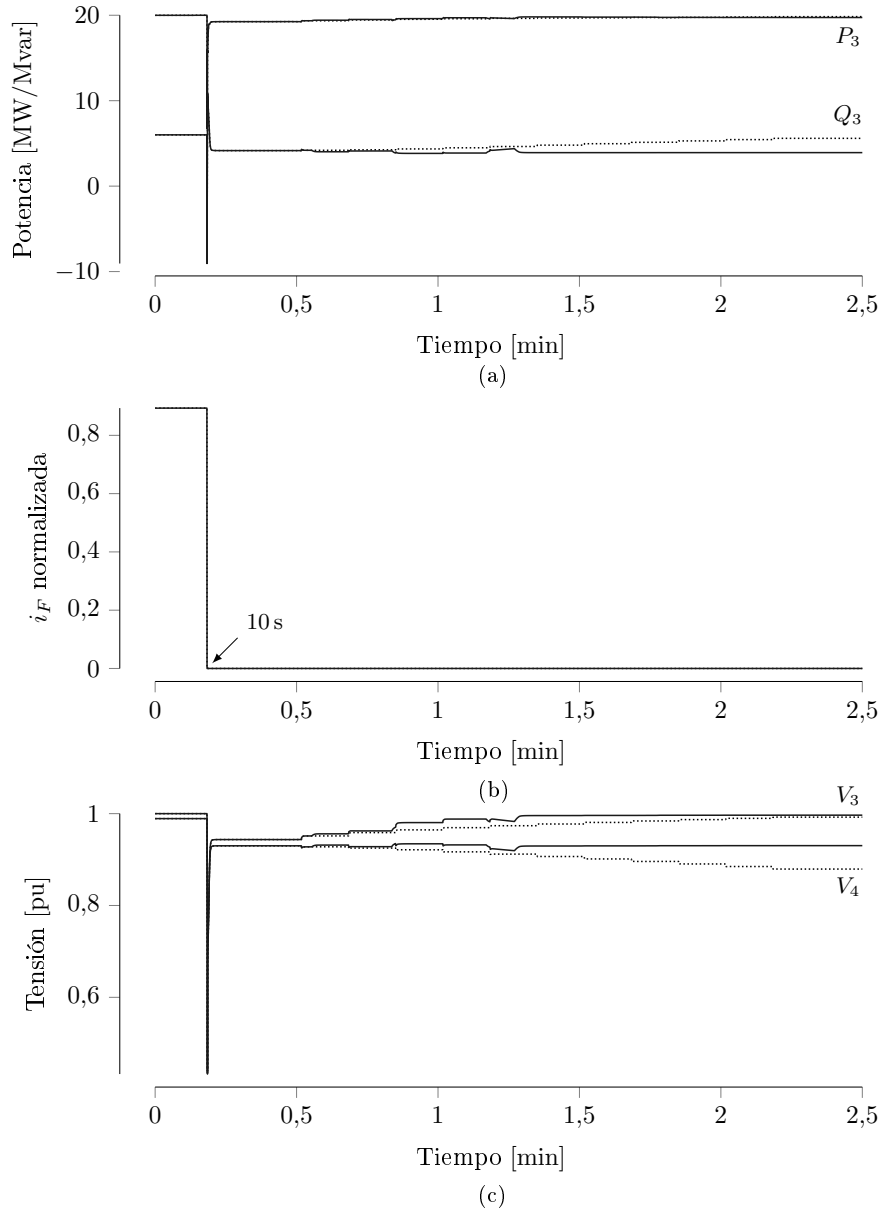


Figura 6.12: Resultados del caso 3. *a)* Potencias activa y reactiva entregadas por el transformador de subestación. *b)* Corriente de campo i_F normalizada. *c)* Tensiones de transmisión (barra 4) y de distribución (barra 3). Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

por lo tanto, la afectación directa a los usuarios de los ACs y EWHs no es necesaria.

Caso 4: sistema agregado equivalente

Finalmente, el caso 4 pretende mostrar las ventajas de un sistema desagregado y detallado como el que se presentó en los casos anteriores, en comparación con un sistema agregado. Por lo tanto, para este caso 4 se utiliza un sistema agregado que cuenta únicamente con 3 DERs: un PV y dos baterías. A este sistema se aplica la misma falla presentada en el caso 2, donde ocurría un cortocircuito con salida de línea y además, tiempo después se reducía el aporte de un banco de capacitores. Los flujos de potencia iniciales en el transformador son exactamente los mismos que en los 3 casos anteriores, sin embargo, el accionar de los cientos de DERs que existían en los casos previos, se ve representado únicamente con los 3 DERs mencionados.

Para la simulación sin coordinador, se puede observar el mismo comportamiento que en el caso 2. La figura 6.14c permite ver que cada accionar del LTC genera un aumento de tensión en el lado de distribución (V3), sin embargo lleva consigo una disminución de tensión en el lado de transmisión (V4). Esto provoca un aumento en la corriente de campo del generador, la cual finalmente se ve limitada por el accionar del OEL, generando una gran afectación a las tensiones y comprometiendo la estabilidad del sistema. Desde el punto de vista de conductancia y potencia, tanto este caso agregado como el desagregado del caso 2, experimenta un aumento en la conductancia con cada actuación del LTC, mientras que la potencia no logra aumentar al mismo ritmo, incluso experimenta una caída con el accionar del OEL cerca de 1:23 min.

La caída de potencia conlleva una disminución del NLI, que como se observa en la figura 6.13b, lo hace cruzar por cero en aproximadamente 1:29 min. Sin embargo gracias al rápido accionar de los DERs, inyectando potencia reactiva por medio de la curva Volt-var, el NLI logra mejorar y por ende aumentar su valor. A pesar de los esfuerzos, el accionar del LTC sigue afectando la tensión en transmisión y finalmente tras la reducción de potencia reactiva en el banco de capacitores, el NLI vuelve a caer por debajo de cero. Si se comparan las curvas del NLI del sistema agregado y desagregado (figura 6.9b) se pueden notar algunas similitudes entre ambas, por ejemplo el instante en que se vuelven negativas. Por esta razón, el sistema agregado podría reemplazar al desagregado cuando no se requiera mucho detalle y además cuando la capacidad computacional esté limitada.

Como se vio para el sistema desagregado del caso 2, este colapsa abruptamente cerca de los 2:50 min, sin embargo el sistema agregado logra mantenerse al límite del colapso, sin presentar una caída abrupta. A pesar de esto, las tensiones, tanto de transmisión como de distribución, son sumamente bajas para un sistema real. Esta diferencia entre sistemas, donde el sistema agregado no cae abruptamente, se debe a que en él, los DERs están conectados directamente a la barra de media tensión del transformador, lo que no ocurre en el sistema desagregado, donde están conectados en baja tensión, es decir, a una distancia

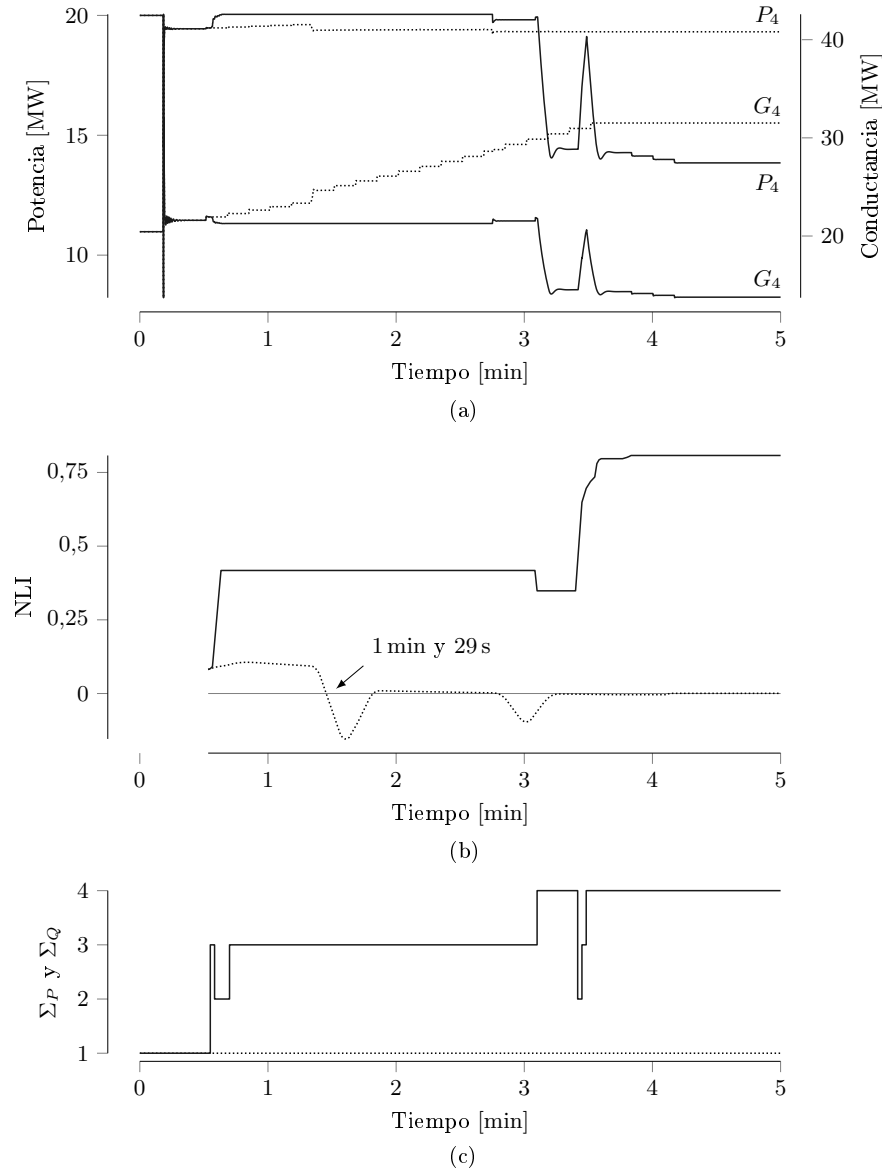


Figura 6.13: Resultados del caso 4. *a)* Potencia activa transferida hacia la barra 4 y conductancia equivalente de dicha barra. La conductancia no se expresa directamente, sino que se da la potencia activa que esta conductancia consumiría a tensión nominal. *b)* NLI medido en la barra 4. *c)* Valor de tanto la señal Σ_P como la señal Σ_Q . Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

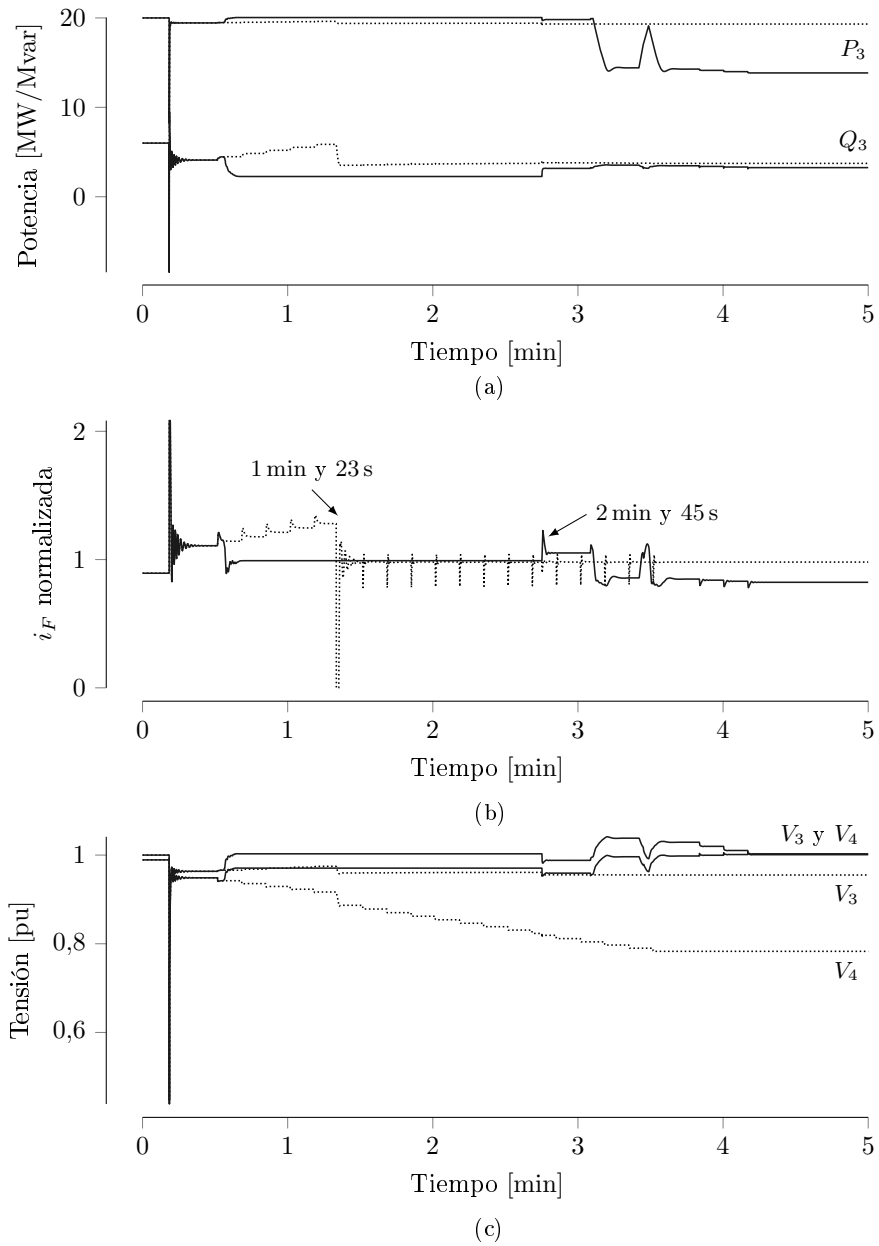


Figura 6.14: Resultados del caso 4. *a)* Potencias activa y reactiva entregadas por el transformador de subestación. *b)* Corriente de campo i_F normalizada. *c)* Tensiones de transmisión (barra 4) y de distribución (barra 3). Con fines comparativos, se dibujan con líneas punteadas las mismas variables pero sin la acción del coordinador.

más lejana. Es por esta razón, que la ayuda que brindan los DERs en el sistema agregado a transmisión, es más directa. Por otro lado, en el sistema desagregado, algunos de los DERs pueden estar experimentando problemas de baja tensión por estar conectados en puntos más lejanos, por lo que incluso antes de la perturbación ya se podían encontrar inyectando potencia reactiva. Esto hace que al momento de la perturbación, la capacidad de estos DERs para inyectar Q ya inicie limitada. Por el contrario, en el sistema agregado, la tensión terminal de los DERs está cercana a 1 pu y por ende no están inyectando Q antes de la perturbación, conservando así toda su capacidad para atender la falla. Esto implica entonces, que un sistema agregado podría ser insuficiente para el análisis de estabilidad de tensión en los sistemas de potencia, puesto que no representa con total fidelidad lo que pasaría en un sistema real.

Considerando ahora el mismo sistema agregado pero con el accionar del coordinador, se puede observar una gran mejoría. La rápida actuación del coordinador solicitando ayuda a través de $\Sigma = (3, 3)$ hace que los DERs colaboren más que como lo hacían con la curva volt-var, evitando la actuación del LTC. Por ende al comparar la potencia reactiva entregada por el transformador de subestación (figura 6.14a), se puede observar que para el caso con coordinador, el aporte de los DERs reduce el consumo neto del sistema, levantando la tensión sin necesidad del LTC. Por el contrario, para la simulación sin coordinador, el consumo de potencia reactiva más bien aumenta. Esto se debe a que con cada elevación de tensión gracias al LTC, la curva volt-var de los DERs comanda una disminución en el valor inyectado, perjudicando así al sistema. Esto permite observar que la restauración de tensión por medio del LTC, afecta la tensión en transmisión y además, engaña a los DERs haciéndoles creer que su tensión terminal está mejorando, cuando en realidad el sistema se dirige al colapso.

Estas diferencias de inyección de reactivo de los DERs entre el caso con coordinador y sin coordinador, son las responsables de que para el caso sin coordinador, la corriente de campo tenga que aumentar incluso por encima del límite, obligando al OEL a actuar y comprometiendo aún más la estabilidad del sistema. Por el contrario, esto no ocurre cuando se tiene coordinador, pues el gran aporte de los DERs evitó que la corriente de campo del generador aumentara y por ende se tiene un mejor estado para afrontar la disminución de potencia reactiva en el banco de capacitores, la cual se da en 2:45 min. Esto puede ser observado en la figura 6.14b.

La disminución de reactivo en los capacitores también hace que el NLI mostrado en la figura 6.13b caiga ligeramente, por lo que el coordinador lo detecta y envía $\Sigma = (4, 4)$. Esta señal involucra la participación de potencia activa de los DERs, específicamente de las baterías, las cuales incrementan su potencia activa de salida, reduciendo el consumo visto por el transformador, lo cual se observa en la figura 6.14a. Esta inyección de P por parte de los DERs, levanta la tensión de distribución así como la de transmisión, reduciendo la corriente de campo y evitando que el OEL actúe.

En la figura 6.13c se puede observar que cerca de 3:20 min Σ cae a $\Sigma = (2, 2)$, pues el coordinador nota una mejoría. Sin embargo, esto es perjudicial para el sistema y al detectarlo, nuevamente bloquea la señal en $\Sigma = (4, 4)$. Finalmente

se observa que las tensiones se estabilizan en valores aceptables y se evidencia cómo todo este actuar del coordinador, logra salvar al sistema agregado al igual que lo hizo con el sistema desagregado del caso 2.

Capítulo 7

Conclusiones y recomendaciones

7.1. Conclusiones

Las conclusiones del presente trabajo se muestran a continuación:

- Al utilizar el NLI y las corrientes de campo de los generadores sincrónicos de gran escala conectados a transmisión, es posible solicitar potencia activa y reactiva a los DERs y las FLs de forma centralizada de modo que se eviten colapsos de tensión. Esto último será posible siempre y cuando la penetración y disponibilidad de DERs y FLs en las redes de distribución sea considerable.
- Mediante la medición del NLI se ofrece una ventana de tiempo en el orden de unos cuantos minutos, para que el coordinador controlador solicite el soporte requerido de acuerdo a la magnitud de la emergencia (magnitud y derivada temporal del NLI).
- Los DERs y las FLs pueden dar soporte a la red de transmisión mientras satisfacen restricciones locales, como límites de temperatura en el caso de las TCLs y límites de potencia reactiva en el caso de los PVs y las baterías. Además, con algoritmos como los propuestos, dichos elementos pueden regresar a su operación normal sin que la solicitud del coordinador haya introducido alguna sincronización considerable dentro de la población de elementos disponibles.
- Un modelo detallado del sistema eléctrico es necesario para simular correctamente el efecto combinado de miles de DERs y FLs sobre las tensiones de transmisión. Si bien no es realista que se disponga de un modelo tan completo, este puede ser obtenido de forma automática, escalable y personalizable al combinar modelos existentes de sistemas de prueba.
- Al validar los algoritmos de control mediante cuatro simulaciones en un modelo detallado de la red, el método planteado fue capaz de conservar la estabilidad de tensión del sistema en todos los casos. Mostrando así su

valía ante perturbaciones como cortocircuitos, salida de líneas, generadores y bancos de capacitores.

7.2. Recomendaciones

Las recomendaciones del presente trabajo se detallan a continuación:

- Integrar más modelos a nivel residencial como aires acondicionados sin inversor y refrigeradoras. Además, incluir en el modelo de la red plantas eólicas y BESS a nivel de media tensión.
- Emplear el algoritmo propuesto en un sistema de mayor tamaño, desagregando una mayor cantidad de cargas y considerando más recursos distribuidos. Esto permitiría observar el beneficio del algoritmo en sistemas más realistas y complejos. Un ejemplo es el sistema de prueba Nordic 32.
- Realizar una investigación que permita sintonizar los parámetros usados en el algoritmo, de tal forma que se optimice el funcionamiento del coordinador.
- Mejorar la robustez del algoritmo del coordinador considerando un método de aprendizaje automatizado que le permita al coordinador tomar decisiones basadas en perturbaciones del pasado.

Referencias

- Abessi, A., Vahidinasab, V., y Ghazizadeh, M. S. (2016). Centralized support distributed voltage control by using end-users as reactive power support. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1):178–188.
- Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., y Geibel, D. (2013). Time in the sun. *IEEE Power & Energy Magazine*.
- Aristidou, P., Fabozzi, D., y Van Cutsem, T. (2013). Dynamic simulation of large-scale power systems using a parallel schur-complement-based decomposition method. *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*.
- Aristidou, P., Lebeau, S., y Van Cutsem, T. (2016). Power system dynamic simulations using a parallel two-level schur-complement decomposition. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(5):3984–3995.
- Aristidou, P., Valverde, G., y Van Cutsem, T. (2017). Contribution of distribution network control to voltage stability: A case study. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1):106–116.
- Aristidou, P. y Van Cutsem, T. (2013). Dynamic simulations of combined transmission and distribution systems using decomposition and localization. En *IEEE Grenoble Conference*, páginas 1–6. IEEE.
- Arrillaga, J. A. y Harker, B. (1983). *Computer modelling of electrical power systems*. John Wiley & Sons, Inc.
- Barth, H., Hidalgo, D., Pohlemann, A., Braun, M., Hansen, L. H., y Knudsen, H. (2013). Technical and economical assessment of reactive power provision from distributed generators: Case study area of east Denmark. En *IEEE Grenoble Conference*, páginas 1–6. IEEE.
- Bellman, R. (1956). Notes on the theory of dynamic programming IV-Maximization over discrete sets. *Naval Research Logistics Quarterly*, 3(1-2):67–70.
- Chassin, D. P., Fuller, J. C., y Djilali, N. (2014). GridLAB-D: An agent-based simulation framework for smart grids. *Journal of Applied Mathematics*, 2014.

- Distributed Generation and Sustainable Electrical Energy Centre (2015). United Kingdom Generic Distribution System (UK GDS).
- Escobar, F., García, J., Viquez, J. M., Valverde, G., y Aristidou, P. (2020). A combined high-, medium-, and low-voltage test system for stability studies with ders. *Electric Power Systems Research*, 189:106671.
- Fennan, C. (2018). Creation of a generic test case for combined simulations of medium and low voltage networks. Semester thesis, ETH Zürich.
- Fitzgerald, A. (2004). *Máquinas Eléctricas*. Mc Graw Hill, sexta edición.
- Fukuda, M. (1999). *Optical Semiconductor Devices*. John Wiley & Sons, Inc.
- Hao, H., Sanandaji, B. M., Poolla, K., y Vincent, T. L. (2014). Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1):189–198.
- Hatzargyriou, N., Milanović, J., Rahmann, C., Ajjarapu, V., Cañizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez, J., Stanković, A., Van Cutsem, T., y Vournas, V. V. C. (2020). Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. *IEEE Power and Energy Society, Tech. Rep. PES-TR77*.
- Heleno, M., Soares, R., Sumaili, J., Bessa, R. J., Seca, L., y Matos, M. A. (2015). Estimation of the flexibility range in the transmission-distribution boundary. En *IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6. IEEE.
- Hui, H., Ding, Y., y Zheng, M. (2019). Equivalent modeling of inverter air conditioners for providing frequency regulation service. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 66(2):1413–1423.
- IEEE (2018). IEEE standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, páginas 1–138.
- Kaempf, E., Abele, H., Stepanescu, S., y Braun, M. (2014). Reactive power provision by distribution system operators—optimizing use of available flexibility. En *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, páginas 1–5. IEEE.
- Keane, A., Ochoa, L. F., Vittal, E., Dent, C. J., y Harrison, G. P. (2011). Enhanced utilization of voltage control resources with distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):252–260.
- Kundur, P., Balu, N. J., y Lauby, M. G. (1994). *Power system stability and control*, volumen 7. McGraw-Hill New York.

- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., et al. (2004). Definition and classification of power system stability. *IEEE transactions on Power Systems*, 19(2):1387–1401.
- Liu, M. y Shi, Y. (2015). Model predictive control of aggregated heterogeneous second-order thermostatically controlled loads for ancillary services. *IEEE transactions on power systems*, 31(3):1963–1971.
- Lopes, J., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., y Jenkins, N. (2007). Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, páginas 1189–1203.
- Masson, G. y Kaizuka, I. (2018). Snapshot of global photovoltaic markets. Reporte técnico, International Energy Agency.
- Mueller, S. (2016). Next generation wind and solar power. Reporte técnico, International Energy Agency.
- North American Electric Reliability Corporation (NERC) (2019). Reliability Guideline: Parameterization of the DER_A Model. Reporte técnico, NERC.
- Palmintier, B., Hale, E., Hansen, T. M., Jones, W., Biagioni, D., Sorensen, H., Wu, H., y Hodge, B.-M. (2017). IGMS: An integrated ISO-to-appliance scale grid modeling system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(3):1525–1534.
- Pavella, M. y Murthy, P. (1994). *Transient stability of power systems: Theory and practice*. John Wiley and Sons, New York.
- Pérez, I. (2016). The transmission of the future. *IEEE Power & Energy Magazine*.
- Pilatte, N., Aristidou, P., y Hug, G. (2019). TDNetGen: An open-source, parametrizable, large-scale, transmission, and distribution test system. *IEEE Systems Journal*, 13(1):729–737.
- Pipattanasomporn, M., Kuzlu, M., Rahman, S., y Teklu, Y. (2013). Load profiles of selected major household appliances and their demand response opportunities. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2):742–750.
- Pérez, I. y Knittel, C. (2016). Utility of the future. Reporte técnico, Massachusetts Institute of Technology.
- Rogers, K. M., Klump, R., Khurana, H., Aquino-Lugo, A. A., y Overbye, T. J. (2010). An authenticated control framework for distributed voltage support on the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*.
- Salameh, Z. (2014). *Renewable Energy System Design*. Elsevier, Estados Unidos.

- Singhal, A. y Ajarapu, V. (2017). Long-term voltage stability assessment of an integrated transmission distribution system. En *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, páginas 1–6. IEEE.
- Stevenson, W. D., Grainger, J. J., y Chang, G. W. (1994). *Power system analysis*, volumen 621. McGraw-Hill New York.
- Sun, H., Guo, Q., Zhang, B., Guo, Y., Li, Z., y Wang, J. (2015). Master–slave-splitting based distributed global power flow method for integrated transmission and distribution analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(3):1484–1492.
- Taylor, C. W. (1994). *Power system voltage stability*. McGraw-Hill.
- UCTE (2017). Final report system disturbance on 4 november 2006.
- Valverde, G., Shchetinin, D., y Hug-Glanzmann, G. (2019). Coordination of distributed reactive power sources for voltage support of transmission networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 10(3):1544–1553.
- Valverde, G. y Van Cutsem, T. (2013). Control of dispersed generation to regulate distribution and support transmission voltages. En *IEEE Grenoble Conference*, páginas 1–6. IEEE.
- Van Cutsem, T., Glavic, M., Rosehart, W., Canizares, C., Kanatas, M., Lima, L., Milano, F., Papangelis, L., Ramos, R. A., Dos Santos, J. A., Tamimi, B., Taranto, G., y Vournas, C. (2020). Test systems for voltage stability studies: IEEE Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, páginas 1–1.
- Van Cutsem, T. y Vournas, C. (2007). *Voltage stability of electric power systems*. Springer Science & Business Media.
- Vournas, C. D., Lambrou, C., y Mandoulidis, P. (2017). Voltage stability monitoring from a transmission bus pmu. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4):3266–3274.
- Weber, D. (2017). Modeling and simulation of flexible loads for control of distribution networks. Department of Information Technology and Electrical Engineering, ETHZ.
- Western Electricity Coordinating Council (WECC) (2012). Generic solar photovoltaic system dynamic simulation model specification. Reporte técnico, WECC.
- Zhang, W., Lian, J., Chang, C., y Kalsi, K. (2013). Aggregated modeling and control of air conditioning loads for demand response. *IEEE transactions on power systems*, 28(4):4655–4664.

- Zuñiga, M., Agbossou, K., Cardenas, A., y Boulon, L. (2017). Parameter estimation of electric water heater models using extended kalman filter. En *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, páginas 386–391.

Publicaciones

Como resultado de este trabajo se publicaron los siguientes artículos:

1. Escobar, F., García, J., Víquez, J., Valverde, G., y Aristidou, P. (2020). A combined high-, medium-, and low-voltage test system for stability studies with DERs. *Electric Power Systems Research*, 189:106671.
2. García, J., Víquez, J., Íncer, J., Escobar, F. Valverde, G., y Aristidou, P. (2020). Modeling Framework and Coordination of DER and Flexible Loads for Ancillary Service Provision. En *Proc. of the HICSS, Hawaii*