



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

ESQUEMA DISTRIBUIDO DE RESPUESTA DE DEMANDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICAS

PABLO ANDRÉS SANDOVAL BAZAES

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de Ingeniería

Profesor Supervisor:
MATÍAS NEGRETE-PINCETIC

Santiago de Chile, Agosto 2018

© MMXVII, PABLO SANDOVAL BAZAES



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERÍA

ESQUEMA DISTRIBUIDO DE RESPUESTA DE DEMANDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICAS

PABLO ANDRÉS SANDOVAL BAZAES

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

MATÍAS NEGRETE-PINCETIC

DANIEL OLIVARES QUERO

ÁLVARO LORCA GALVEZ

RODRIGO CARRASCO SCHMIDT

SERGIO GUTIÉRREZ CID

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

Santiago de Chile, Agosto 2018

© MMXVII, PABLO SANDOVAL BAZAES

Dedicación:
A mi familia

AGRADECIMIENTOS

Quiero dedicar este trabajo en primer lugar a mis padres María Isabel y Guillermo quienes desde siempre me han entregado su amor, consejo y apoyo incondicional. Su forma de ser ha sido un modelo que me ha orientado en la búsqueda de lo que quiero humana y profesionalmente. También a mis hermanos Ignacio, Jorge y Florencia que con sus personalidades y genialidades han sido pilares fundamentales durante este proceso.

Un cariño muy especial para Lucía, Laura y Guillermo quienes con ese cariño que sólo los abuelos pueden entregar, me dieron fuerzas para finalizar este camino. A mi Tata Luis que siempre me inculcó la importancia del estudio y el esfuerzo. A mis tías Gloria y Lucy, a quienes quiero como madres, y a toda la familia Sandoval Bazaes.

A mis profesores Matías Negrete, Daniel Olivares y Álvaro Lorca, quienes me dieron la oportunidad de formar parte de OCM, un grupo con un sello humano y profesional de excelencia, que destaca además por el buen humor, la colaboración y el sentido de familia.

A mis amigos de OCM, Nicolás Lobos, Enrique Véliz, Rodrigo Bernal, Juan Carlos Chuncho, Alan Valenzuela, George Wenzel, Benjamín Maluenda, Pablo Gallegos, Leonardo Gacitúa, Felipe Verastegui y Rodrigo Henríquez, de quienes aprendí mucho y me brindaron un gran apoyo durante mi estancia en el programa de magíster. Agradecer sobre todo por entregarme una amistad que tengo la certeza durará para toda la vida.

Finalmente, este trabajo va dedicado a la familia que uno mismo elige: amigos del colegio, universidad y movimiento de los Focolares. Sus muestras de cariño y apoyo fueron fundamentales para alcanzar este logro. Espero que sigamos construyendo juntos en esta nueva etapa que comienza.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABLAS	X
RESUMEN	XI
ABSTRACT	XII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Contexto	1
1.2. Flexibilidad en Sistemas de Potencia	1
1.3. Respuesta de Demanda	2
1.4. Revisión Bibliográfica	4
1.5. Contribuciones	6
2. ESQUEMA DE RESPUESTA DE DEMANDA	8
3. PROBLEMA DE FACTIBILIDAD TÉCNICA	10
3.1. Nomenclatura	10
3.1.1. Conjuntos	10
3.1.2. Parámetros	11
3.1.3. Variables	11
3.2. Formulación de Kersting	12
3.3. Problema de Factibilidad Técnica	15
3.3.1. Factores S: Casos de Estudio	18
4. PROBLEMA DE DEMAND RESPONSE	22
4.1. Nomenclatura	22
4.1.1. Conjuntos	22

4.1.2.	Parámetros	22
4.1.3.	Variables	23
4.2.	Problema Básico de Demand Response	24
4.3.	Problema Técnico de Demand Response	25
4.4.	Relajación Lagrangiana	25
4.5.	Modelo del Operador del Sistema de Distribución (DSO)	27
4.6.	Modelo de los Usuarios	28
4.6.1.	Tipos de Cargas	29
5.	METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN	33
5.1.	Operación del Esquema de <i>Demand Response</i>	33
5.2.	Algoritmo	34
5.3.	Método de Subgradiente y Actualización de Variables	36
5.4.	Método ADMM	37
6.	CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS	41
6.1.	Caso Base	44
6.2.	Esquemas Centralizados v/s Distribuidos	50
6.2.1.	Evento de Bajo Voltaje	50
6.2.2.	Congestión de Corriente	54
6.3.	Desempeño de Algoritmos Distribuidos	58
6.4.	Caso de Múltiples Problemas Técnicos	61
7.	IMPLEMENTACIÓN	67
8.	CONCLUSIONES	69
9.	TRABAJO FUTURO	71
	BIBLIOGRAFÍA	73
	ANEXOS	76
A.	Input Data	77

A.1.	Demanda Base	77
A.2.	Parámetros de Baterías	80
A.3.	Parámetros de Vehículos Eléctricos	81
A.4.	Parámetros de Líneas	81

LISTA DE FIGURAS

2.1.	Contexto en el que se desempeña el esquema propuesto de <i>demand response</i> .	8
3.1.	Descripción de los elementos serie en la formulación de Kersting.	13
3.2.	Descripción de los elementos paralelo en la formulación de Kersting.	13
3.3.	S-Fact asociados a problemas técnicos de congestión de corriente.	18
3.4.	S-Fact asociados a problemas técnicos de bajo voltaje.	20
5.1.	Proceso iterativo del esquema de <i>demand response</i> propuesto.	34
6.1.	Topología de la red radial trifásica de 23 barras.	41
6.2.	Esquemas de respuesta de demanda.	44
6.3.	Demanda base para las tres fases del sistema y sus respectivas señales de tracking.	45
6.4.	Distribución de uso de cargas. Señal de tracking suavizada, fase a.	47
6.5.	Distribución de uso de cargas. Señal de tracking constante, fase b.	48
6.6.	Distribución de uso de cargas. Señal de tracking variable, fase c.	49
6.7.	Valores de los S-Fact y reacción de los usuarios asociados al evento de bajo voltaje.	51
6.8.	Variación de cargas desde el estado sin congestión hasta la resolución del problema de bajo voltaje.	52
6.9.	Valores de los S-Fact y reacción de los usuarios asociados al evento de congestión de línea.	54

6.10. Variación de cargas desde el estado sin congestión hasta la resolución del problema de congestión de línea.	56
6.11. Curvas de convergencia para el método de Subgradiente y ADMM durante el estado seguro.	59
6.12. Curvas de convergencia para el método de Subgradiente y ADMM durante el estado de emergencia. Evento de bajo voltaje.	60
6.13. Proceso de resolución de problemas técnicos para el caso de múltiples eventos.	62
6.14. Comportamiento de incentivos durante el proceso de descongestión de múltiples eventos.	66
7.1. Diagrama de eventos y agentes participantes del esquema propuesto de <i>demand response</i>	67

LISTA DE TABLAS

6.1.	Valor de los ponderadores para las variables de cada tipo de carga.	42
6.2.	Disutilidad adicionales incurridas por los esquemas de demand response para la resolución del problema técnico de bajo voltaje, hora $t = 1$, caso de señal suavizada.	53
6.3.	Disutilidades adicionales incurridas por los esquemas de demand response para la resolución del problema de congestión de línea, hora $t = 1$, caso de señal suavizada.	57
6.4.	Número de iteraciones y tiempos de resolución bajo los algoritmos de subgradiente y ADMM.	58
6.5.	Evolución de corrientes y voltajes durante el proceso de descongestión de múltiples eventos, caso de señal de tracking suavizada.	63
6.6.	Evolución de los consumos de los usuarios durante el proceso de descongestión de multiples eventos.	65
A.1.	Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase a.	77
A.2.	Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase b.	78
A.3.	Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase c.	79
A.4.	Parámetros de las baterías usados para las simulaciones de problemas técnicos de voltaje y corriente, fase a, b y c.	80
A.5.	Parámetros de los vehículos eléctricos usados para las simulaciones de problemas técnicos de voltaje y corriente, fase a, b y c.	81
A.6.	Parámetros de líneas.	82

RESUMEN

Los recursos de respuesta de demanda o gestión de demanda (DR, *demand response*) han captado amplia atención los últimos años por ser potenciales fuentes de flexibilidad asociadas a la demanda, con prometedoras capacidades para contribuir al mantenimiento del balance entre el suministro y la demanda eléctrica.

El problema de la gestión de la demanda se centra en la operación de cargas flexibles que pertenecen a un grupo de usuarios que se encuentra distribuidos a lo largo de una red eléctrica. A pesar de lo anterior, varios trabajos dejan de lado las restricciones propias del flujo de potencia, desentendiéndose de la factibilidad técnica de la solución alcanzada.

Este trabajo propone un esquema de DR distribuido y potencialmente implementable, que permite la coordinación de productos de *demand response* localizados a lo largo de una red trifásica de distribución, manteniendo las corrientes por las líneas y los voltajes en los nodos dentro de rangos seguros de operación. El objetivo del modelo es hacer seguimiento de una señal de tracking establecida por un agente externo, como podría ser un operador independiente del sistema (ISO, *independent system operator*), minimizando la disatisfacción que se causa a los usuarios. El esquema propuesto considera que existe una adecuada infraestructura de comunicación bi-direccional que permite el intercambio de información entre el operador del sistema de distribución (DSO, *distribution system operator*) o un agregador de demanda y los usuarios.

El esquema fue probado en una red trifásica de 23 nodos. Los resultados revelan el potencial de estos recursos y sus capacidades para prestar servicios complementarios.

Palabras claves: Respuesta de Demanda, Operador del Sistema de Distribución, Agregador de Demanda, Esquema de Respuesta de Demanda, Servicios Complementarios, Flexibilidad, Cargas Inteligentes.

ABSTRACT

Demand Response (DR) products have attracted wide attention the last years for being a demand-side resource with promising capabilities to contribute to maintain the system balance and smooth demand profiles.

The DR problem focuses on the operation of flexible loads belonging to a group of users within an electrical network. However, several works present DR schemes that do not take into account the power flows and technical constraints of the system, leaving aside the technical feasibility of the solution.

This work proposes a distributed and potentially implementable scheme, that allows the coordination of DR resources located along the three-phase distribution network, maintaining safe operating ranges for currents through the lines and voltage levels at the nodes. The objective of the scheme is to follow a predefined tracking signal established, for example, by an independent system operator (ISO), minimizing the dissatisfaction caused to the DR providers. The proposed approach considers a two-way communication infrastructure that allows information exchange between the distribution system operator (DSO) or aggregator and the home energy management module (HEM) of each user.

The model is tested in a three-phase 23-bus system. Results reveal the potential of these resources and their capabilities to provide ancillary services.

Keywords: Demand Response, DR-Scheme, DSO, Aggregator, Ancillary Services, Flexibility, Smart Loads.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto

Conforme aumenta la cantidad de generación renovable en los sistemas eléctricos, como es el caso de la generación eólica y solar, se hace cada vez más necesaria la integración de recursos que puedan hacer frente a la variabilidad e incertidumbre inherente de estas fuentes con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico (Ulbig y Andersson, 2014).

1.2. Flexibilidad en Sistemas de Potencia

Un sistema de potencia flexible es aquel que cuenta con los recursos necesarios para conservar el equilibrio entre el suministro y la demanda eléctrica. Tradicionalmente, dichos recursos se han desarrollado desde el lado de la generación principalmente con centrales con alta capacidad de rampa como por ejemplo plantas hidroeléctricas, turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT, *combined cycle gas turbine*) y cogeneración (CHP, *combined heat and power*) (Ulbig y Andersson, 2014), (Wang y Hodge, 2017). Sin considerar las centrales hidráulicas, el resto de las plantas que proveen flexibilidad corresponden a centrales con altas emisiones de CO₂, lo que se contrapone con la tendencia actual de desarrollar matrices energéticas ambientalmente amigables.

Otras alternativas que pueden proveer flexibilidad son los sistemas de almacenamiento, tales como baterías de gran capacidad o sistemas de almacenamiento por bombeo de agua y también el desarrollo de una adecuada infraestructura de la red eléctrica que evite congestiones y permita el intercambio de energía entre las distintas áreas de consumo y generación. La desventaja del almacenamiento como fuente de flexibilidad es que corresponde a una tecnología en desarrollo, lo que implica un elevado costo de implementación en la actualidad. Respecto al mejoramiento de la infraestructura de la red eléctrica, existen costos de capital elevados y prolongados tiempos de puesta en servicio de los proyectos.

1.3. Respuesta de Demanda

En la búsqueda por hallar alternativas adicionales de flexibilidad, durante la última década, ha tomado fuerza la idea de explotar las capacidades de los recursos asociados a la demanda. La gestión de la demanda se puede definir como: "Cambios en el consumo de electricidad por parte de los consumidores finales respecto a sus patrones de consumo normal, en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o incentivos diseñados para inducir menores demandas en periodos de altos precios de mercado o cuando la confiabilidad del sistema se ve amenazada" (Qdr, 2006). La posibilidad de obtener flexibilidad a partir de la influencia en la demanda de los usuarios representa una opción válida dado que no conlleva mayores emisiones al medio ambiente y mejora la eficiencia energética haciendo un mejor uso de los consumos. De esta manera, el control de ciertos elementos, comúnmente llamados cargas inteligentes, ha llamado la atención tanto de investigadores como de la industria, dado su potencial para ofrecer soporte al sistema eléctrico en rápidos tiempos de respuesta. Algunos de los beneficios asociados son:

- Capacidad de ajuste de la curva de demanda, reduciendo los requerimientos de rampa del sistema.
- Posible uso como herramienta de control de voltaje en tiempo real.
- Desplazamiento de centrales con altos costos y emisiones durante horas de punta.
- Facilitar el ingreso de generación distribuida.
- Incremento de eficiencia en la industria de la electricidad.

Hacer uso de cargas inteligentes y obtener beneficios para la red eléctrica, implica una serie de desafíos que es necesario abordar. Algunos de estos son:

- En Chile una de las grandes barreras es que todavía no existe una estructura de mercado, ni tampoco un marco tarifario que defina incentivos para promover el ingreso de estos recursos. Actualmente la gestión de la demanda se remonta al apagado de grandes consumos, generalmente de carácter industrial, ante eventos de emergencia.

- Si bien los consumidores grandes tienden a presentar comportamientos económicamente racionales orientados a maximizar sus utilidades, no se puede decir lo mismo de los consumidores pequeños, quienes presentan otro tipo de prioridades, no siendo necesariamente su objetivo principal la reducción de pagos por electricidad (Pinson et al., 2014).
- Hacer uso de cargas inteligentes requiere una estructura de comunicaciones (AMI, *advanced metering infrastructure*) que permita el traspaso de información entre los usuarios y la entidad responsable del proceso de respuesta de demanda que podría ser un agregador o un operador del sistema eléctrico. En este sentido destaca el tema de los medidores inteligentes y los módulos de control de cargas para los hogares (HEM, *home energy management*), que permitan la medición y comunicación con la entidad responsable, además de la gestión interna de las cargas.
- Es probable que un mismo usuario posea más de una carga potencialmente apta para prestar servicios de gestión de la demanda. Cada una de ellas presenta distintas restricciones técnicas y comportamientos que en conjunto definen su operación. Los principales consumos son aires acondicionados y calefactores (HVAC, *heating, ventilation, and air conditioning*), lavadoras y secadoras, baterías, vehículos eléctricos, entre otros. Si consideramos que en una red eléctrica existen múltiples usuarios, tener control centralizado de todas estas cargas es algo prácticamente imposible de implementar. Lo anterior sugiere el uso de esquemas que permitan manejar todos estos recursos de tal manera que la dimensionalidad del problema no sea un impedimento.
- En general existe consenso en que un eventual sistema de gestión de la demanda debería velar por el resguardo de la información privada de los usuarios, como por ejemplo mantener en privado las cargas que cada consumidor posee.
- Dado que los usuarios están distribuidos a lo largo de la red eléctrica, es importante que el control que se haga de los consumos respete las normas técnicas de las instalaciones. Los flujos de corriente a través de las líneas, así como los niveles de

voltajes en los nodos se deben mantener dentro de rangos seguros de operación, para así garantizar el funcionamiento confiable del sistema eléctrico.

Los recursos de DR son una alternativa atractiva a las fuentes de flexibilidad convencionales. Poseen tiempos de respuestas rápidos que permitirían hacer frente a la intermitencia producida por la generación renovable. Si bien existen varios desafíos que deben ser abordados, hay consenso en que es una tecnología que debe ser incluida, sin embargo aún no hay total claridad en la forma en que esto debe implementarse.

1.4. Revisión Bibliográfica

El estado del arte está avanzando en distintas direcciones, entre las que destacan la búsqueda de modelos matemáticos que permitan representar cargas y las preferencias de los usuarios, metodologías para incorporar aspectos técnicos de la red eléctrica al problema de gestión de la demanda y esquemas que logren definir la operación de los consumos en base a un determinado criterio de optimalidad.

Respecto al último punto, los esquemas de respuesta de demanda se pueden clasificar según su mecanismo de control en esquemas centralizados o distribuidos. En los esquemas centralizados, los productos de DR son coordinados por un controlador central que recoge información de los consumidores y toma decisiones acerca de la programación de la demanda durante un cierto intervalo de tiempo. Los esquemas distribuidos consideran que los usuarios toman sus propias decisiones, influenciados generalmente por incentivos externos. En los modelos distribuidos, cada agente resuelve su propio problema de optimización y el óptimo es alcanzado después de un proceso iterativo en el que la información es compartida entre los participantes (Vardakas et al., 2015), (Molzahn et al., 2017).

En (Parvania et al., 2013), se presenta un modelo centralizado que define la participación de un agregador en el mercado del día anterior, en el cual se busca definir la operación de las centrales generadoras para el siguiente día (*day-ahead market*). Este agente busca maximizar su retorno haciendo uso directo de las cargas de los usuarios, algunas de las

cuales se modelan con variables enteras. El operador central incluye las preferencias de los consumidores y coordina la operación basado en sus propios criterios. De forma similar, en Nguyen y Le (2014), Igualada et al. (2014) y Tushar et al. (2014) se postulan modelos centralizados que consideran la optimización conjunta entre vehículos eléctricos y electrodomésticos. En estos trabajos, y en los modelos centralizados en general, se debe tomar en cuenta que podrían existir elevados tiempos de convergencia en caso que el número de usuarios y cargas sea muy alto, especialmente en formulaciones que incluyan variables enteras.

Modelos distribuidos son desarrollados en Conejo et al. (2010), Chen et al. (2010), Gkatzikis et al. (2013) y Li et al. (2011). Las preferencias de los usuarios se modelan en base a funciones de utilidad y las cargas son modeladas con variables continuas. El operador no tiene nociones acerca de las preferencias y cargas específicas de los usuarios, sino que se comunica con ellos a partir de señales que son actualizadas durante el algoritmo.

Una de las principales diferencias en los esquemas distribuidos es el método de convergencia que se aplica. En (Safdarian et al., 2014) se presenta un problema bi-nivel que busca aplanar el perfil de carga total, sujeto a la minimización de costos de los consumidores. En (Mhanna et al., 2016) y (Gatsis y Giannakis, 2012) se aplica el método de sub-gradiente mientras que en (Tsai et al., 2017) y (Tan et al., 2014) se emplea el algoritmo *alternating direction method of multipliers* también conocido como ADMM. El desempeño de cada algoritmo depende de la formulación que tiene el problema, es decir, función objetivo, tipos de variables, restricciones, entre otros.

Los modelos descritos anteriormente definen el estado de operación de las cargas según distintos criterios de optimalidad, sin embargo durante el proceso ninguno de estos trabajos considera los aspectos técnicos de la red de distribución, tales como el carácter trifásico de la red eléctrica, las corrientes de las líneas y los niveles de voltajes en las barras.

En (Shi et al., 2014) se presenta un modelo distribuido basado en el método *predictor corrector proximal multiplier* (PCPM), cuyo objetivo es maximizar la diferencia entre las utilidades de los usuarios y las pérdidas en la red. Las restricciones del flujo de potencia son agregadas como restricciones al problema del operador del sistema eléctrico. También se consideran restricciones técnicas tales como, máximo flujo a través del alimentador principal y límites máximos y mínimos de voltajes en los nodos. Para sistemas grandes, la inclusión de estas restricciones podría llevar a presentar altos tiempos de convergencia, lo que dificultaría una eventual implementación del modelo. Por otra parte, la formulación no considera el carácter trifásico de los sistemas de distribución, y las restricciones de flujos son válidas únicamente para el alimentador principal.

1.5. Contribuciones

Este trabajo desarrolla un esquema distribuido y potencialmente implementable de gestión de la demanda que es capaz de corregir problemas técnicos en una red de distribución trifásica. El objetivo es hacer seguimiento de una señal externa previamente definida, pensando en una eventual prestación de servicios complementarios, mientras que los usuarios velan por la minimización de su propia disatisfacción. Las contribuciones de este trabajo se pueden resumir como sigue:

- Diseño de un esquema de respuesta de demanda distribuido y potencialmente implementable que permite encontrar soluciones técnicamente factibles, resolviendo problemas de congestiones de corriente y voltaje en cualquier línea o nodo del sistema eléctrico.
- Desarrollo de un modelo de factibilidad técnica consistente en un problema de optimización que, una vez detectado un evento de violación de límites técnicos dentro de una red trifásica, encuentra las contribuciones marginales que cada consumidor tiene en la congestión, dependiendo de su ubicación y el estado de la red eléctrica.

- Desarrollo de casos de estudio que muestran el desempeño del esquema propuesto, mostrando su efectividad para hacer seguimiento de señales externas y corregir problemas técnicos.

2. ESQUEMA DE RESPUESTA DE DEMANDA

En esta sección se introduce el esquema de *demand response* desarrollado. En primer lugar se presenta una breve explicación sobre el contexto en el que se desempeña el modelo propuesto. Luego se formula el problema de factibilidad técnica seguido del problema de respuesta de demanda, del cual se desprenden los modelos del operador del sistema de distribución y los usuarios.

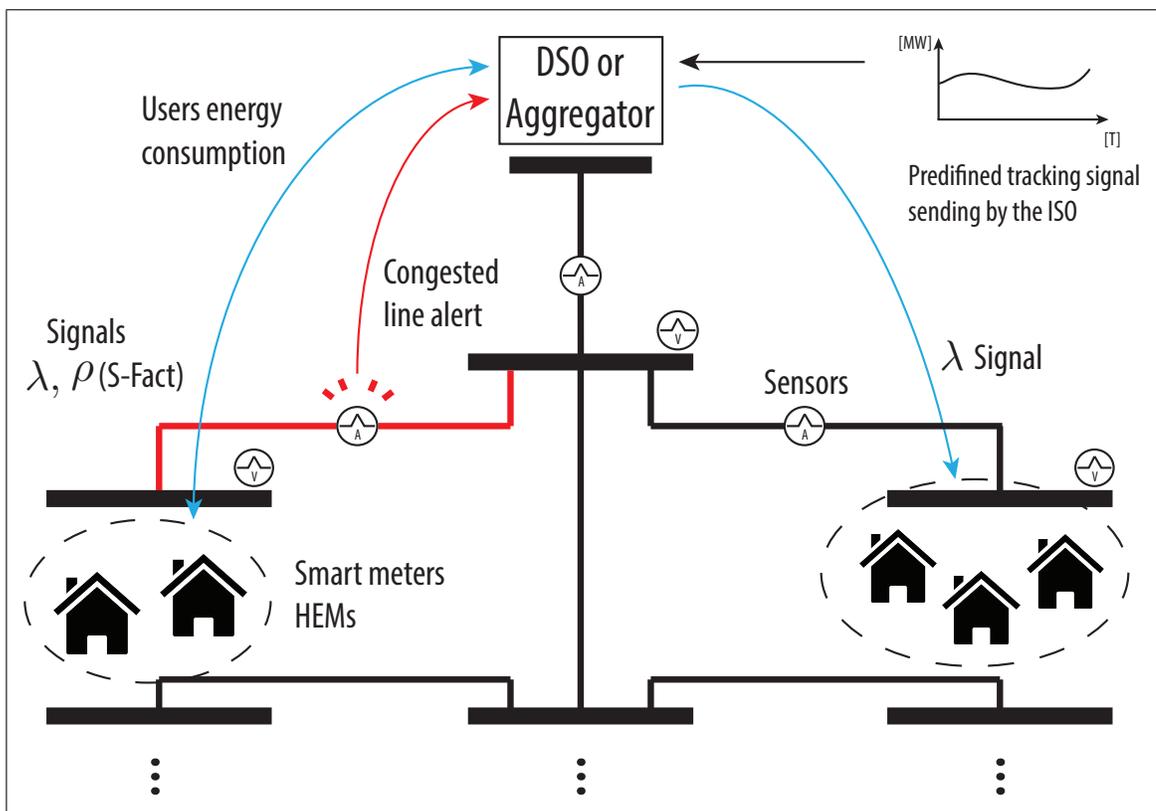


Figura 2.1. Contexto en el que se desempeña el esquema propuesto de *demand response*.

En este esquema existe un DSO o un agregador de demanda que abastece un grupo de consumidores localizados en distintos puntos de la red eléctrica. Por un lado, el objetivo principal del DSO es seguir un perfil de carga establecido por un agente externo, como por

ejemplo un ISO, para prestar servicios complementarios al mismo tiempo que cumple con los requerimientos de demanda de los usuarios.

A su vez, los usuarios tienen cargas inteligentes y están preocupados de minimizar su propia disatisfacción. Los consumidores están equipados con medidores inteligentes y HEM permitiéndose el control automático de cargas y una comunicación bi-direccional con el operador del sistema de distribución o agregador.

El esquema propuesto asume que la red está siendo constantemente monitoreada por medidores de corriente y voltaje capaces de detectar problemas técnicos. La formulación considerada contempla dos estados. En el estado seguro, no existe violación de límites técnicos, por lo que exclusivamente se mide la demanda de cada fase y se envían señales a cada HEM para incentivar cambios en los patrones de consumos y de esta manera seguir la señal de carga establecida por el ISO. Si durante el proceso algún problema técnico es detectado, se activa el estado de emergencia. En esta etapa se reconocen los usuarios que están más involucrados en el problema técnico y se envían señales personalizadas a cada HEM con el objetivo de superar la infactibilidad técnica. Una vez resuelto el evento, el sistema vuelve a su estado seguro.

3. PROBLEMA DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

Un aspecto central en el cálculo final de los consumos de los usuarios es la factibilidad técnica de la solución. Es por esto que el esquema propuesto cuenta con una metodología capaz de corregir problemas en líneas congestionadas o nodos con voltajes fuera de rangos seguros de operación. Este problema entrega información que se utiliza para generar incentivos para los usuarios, los cuales están orientados a superar los problemas técnicos.

En esta sección se utiliza la siguiente nomenclatura:

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Conjuntos

\mathcal{T} :	Conjunto de puntos de tiempo a considerar en el modelo, indexados por la letra t .
\mathcal{N} :	Conjunto de los nodos o barras considerados por el modelo, indexados por la letra n .
\mathcal{F} :	Conjunto de las fases consideradas en el modelo, indexadas por la letra f .
\mathcal{L} :	Conjunto de elementos serie, indexados por la letra l .
\mathcal{R}_n :	Conjunto de elementos serie cuyo nodo de recepción está conectado al nodo n , indexado por la letra l .
\mathcal{S}_n :	Conjunto de elementos serie cuyo nodo de envío está conectado al nodo n , indexado por la letra l .
\mathcal{G}_n :	Conjunto de generadores conectados al nodo n , indexado por la letra g .
\mathcal{L}_n :	Conjunto de consumos conectados al nodo n , indexados por la letra L .
\mathcal{EP}_n :	Conjunto de elementos paralelo conectados al nodo n , indexado por ep .
\mathcal{U}_f :	Conjunto de usuarios conectados a la fase f , indexados por la letra u .
LSAT:	Conjunto de líneas l en los que se detecta un exceso de corriente en sus rangos seguros de operación en la fase f durante el instante t .

$VSAT_{up}$: Conjunto nodos n en los que se detecta un exceso de voltaje en sus rangos seguros de operación en la fase f durante el instante t .

$VSAT_{down}$: Conjunto de nodos n en los que se detecta un deficit de voltaje en sus rangos seguros de operación en la fase f durante el instante t .

3.1.2. Parámetros

A, B, C, D : Matrices trifásicas de cuadripolos en p.u.

$P_{n,f}^t$: Potencia activa consumida en el nodo n , fase f y tiempo t en p.u.

$Q_{n,f}^t$: Potencia reactiva consumida en el nodo n , fase f y tiempo t en p.u.

$I_{l,f}^{max}$: Corriente máxima permitida a través del elemento serie l , fase f .

$V_{n,f}^{max}$: Voltaje máximo permitido en el nodo n , fase f .

$V_{n,f}^{min}$: Voltaje mínimo permitido en el nodo n , fase f .

3.1.3. Variables

$[VLG_{abc}]_{l,s}^t$: Fasores de voltaje trifásico en el extremo s del elemento serie l en tiempo t en p.u.

$[VLG_{abc}]_{l,r}^t$: Fasores de voltaje trifásico en el extremo r del elemento serie l en tiempo t en p.u.

$[I_{abc}]_{l,s}^t$: Fasores de corriente trifásico en el extremo s del elemento serie l en tiempo t en p.u.

$[I_{abc}]_{l,r}^t$: Fasores de corriente trifásico en el extremo r del elemento serie l en tiempo t en p.u.

$V_{n,f}^t$: Fazor de voltaje complejo del nodo n , en la fase f y tiempo t en p.u.

$I_{l,f}^t$: Fazor de corriente compleja a través del elemento serie l , en la fase f y tiempo t en p.u.

$h_{l,f,t}^{fluj}$: Exceso de flujo por sobre la cantidad máxima admisible a través de la línea l , en la fase f y tiempo t en p.u.

- $h_{l,f,t}^{v_{up}}$: Exceso voltaje por sobre la cantidad máxima admisible en el nodo n , en la fase f y tiempo t en p.u.
- $h_{l,f,t}^{v_{down}}$: Déficit de voltaje bajo la cantidad mínima admisible en el nodo n , en la fase f y tiempo t en p.u.

3.2. Formulación de Kersting

El modelo de factibilidad técnica se basa en un problema de optimización cuya formulación trifásica del flujo de potencia se presenta en (Kersting, 2016), (Olivares et al., 2014). Las principales funciones del modelo son

- Obtener información completa de las corrientes y voltajes trifásicos a partir de los consumos de los usuarios.
- Encontrar indicadores que cuantifiquen la contribución que cada consumidor tiene en el problema técnico.

Respecto a las particularidades que presenta esta formulación, se puede decir que agrupa todas las no linealidades en las ecuaciones de consumo de potencia activa y reactiva, mientras que conserva la linealidad en la ecuación de balance de corriente de Kirchhoff.

Los elementos de la red eléctrica se agrupan en dos categorías, elementos serie y paralelo. Los elementos serie pueden ser transformadores, líneas, cambiadores de taps, etc. los cuales quedan determinados por su matriz de cuadripolos que relaciona las corrientes y voltajes a ambos extremos del elemento:

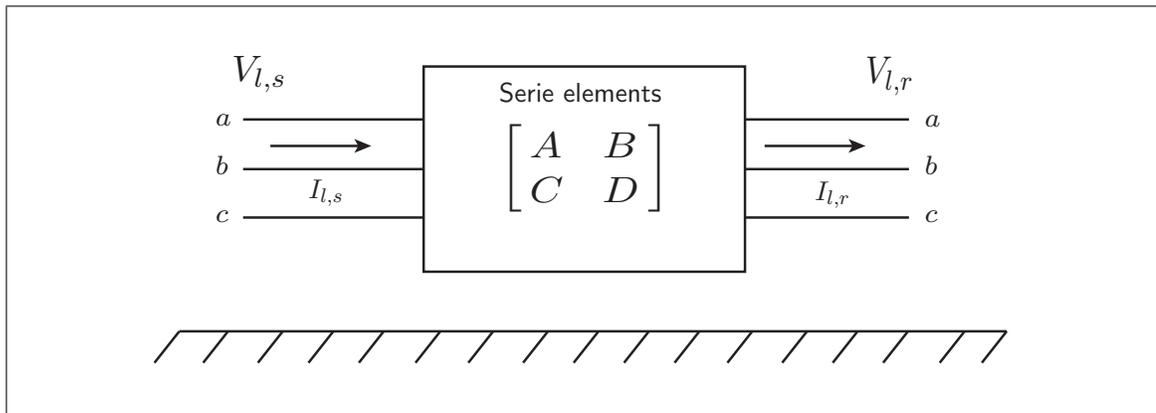


Figura 3.1. Descripción de los elementos serie en la formulación de Kersting.

Los elementos paralelo pueden ser consumos, capacitores, elementos shunt u otros. Estos se pueden agregar directamente a las restricciones de balance a través de su consumo de corriente.

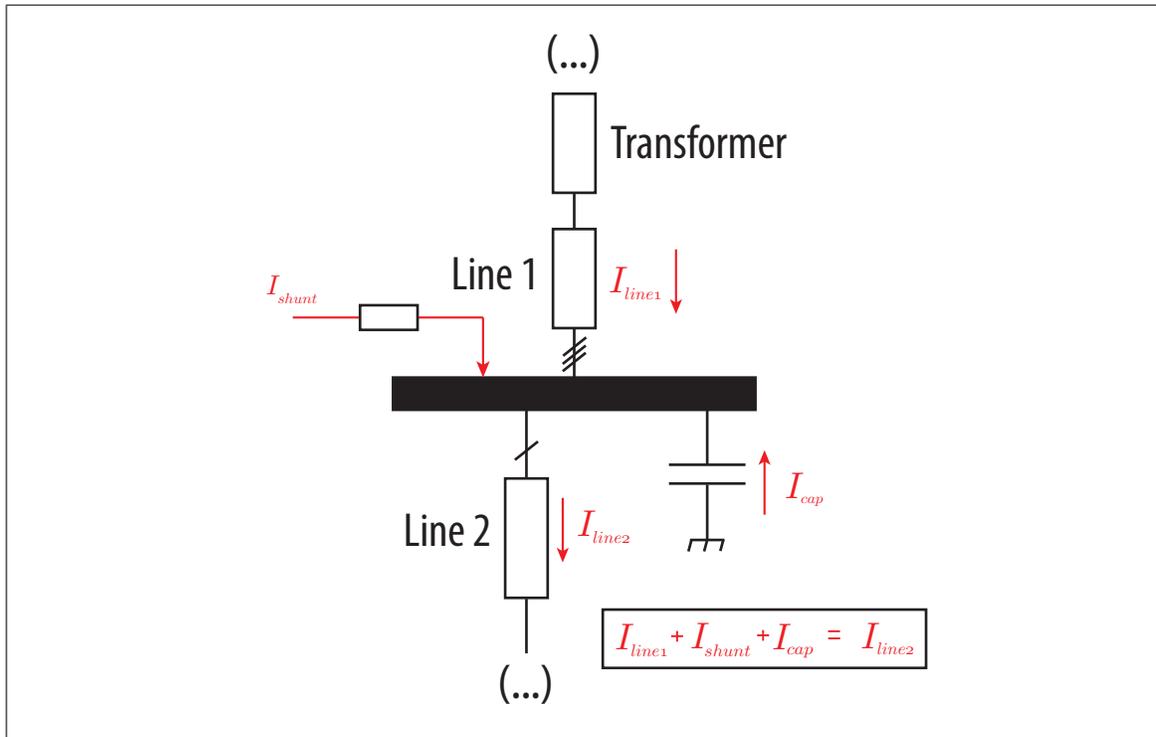


Figura 3.2. Descripción de los elementos paralelo en la formulación de Kersting.

Las principales restricciones que definen el flujo de potencia trifásico se muestran a continuación:

$$[VLG_{abc}]_{l,s}^t = [A] \cdot [VLG_{abc}]_{l,r}^t + [B] \cdot [I_{abc}]_{l,r}^t \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T} \quad (3.1)$$

$$[I_{abc}]_{l,s}^t = [C] \cdot [VLG_{abc}]_{l,r}^t + [D] \cdot [I_{abc}]_{l,r}^t \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T} \quad (3.2)$$

$$\sum_l^{\mathcal{R}_n} I_{f,l}^t + \sum_g^{\mathcal{G}_n} I_{f,g}^t - \sum_l^{\mathcal{S}_n} I_{f,l}^t - \sum_L^{\mathcal{L}_n} I_{f,L}^t - \sum_{ep}^{\mathcal{EP}_n} I_{f,ep}^t = 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}, f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (3.3)$$

$$\text{Real}[V_{n,f}^t \cdot (I_{n,f}^t)^*] = P_{n,f}^t \quad \forall n \in \mathcal{N}, f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (3.4)$$

$$\text{Imag}[V_{n,f}^t \cdot (I_{n,f}^t)^*] = Q_{n,f}^t \quad \forall n \in \mathcal{N}, f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (3.5)$$

$$V_{n,f}^t = V_{f,l,s_n}^t = V_{f,l,r_n}^t = V_{f,L_n}^t = V_{f,g_n}^t \quad \forall n \in \mathcal{N}, f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (3.6)$$

Las restricciones (3.1) y (3.2) relacionan los voltajes y corrientes de ambos extremos de los elementos serie. La restricción (3.3) corresponde al balance de corriente para cada nodo, fase y tiempo dado. Las expresiones (3.4) y (3.5) representan el balance de potencia activa y reactiva. Finalmente la restricción (3.6) se encarga de acoplar los voltajes de los extremos de los elementos que se encuentren conectados al mismo nodo y fase.

3.3. Problema de Factibilidad Técnica

El problema de factibilidad técnica propuesto consiste en un modelo de optimización que incluye el conjunto de expresiones mostradas en la sección 3.2. Adicionalmente se agregan las siguientes restricciones:

$$|I_{f,l}^t| \leq I_{l,f}^{max} + h_{l,f,t}^{flujo} \quad \forall(l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (3.7)$$

$$|V_{f,n}^t| \leq V_{n,f}^{max} + h_{n,f,t}^{vup} \quad \forall(n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (3.8)$$

$$|V_{f,n}^t| \geq V_{n,f}^{min} - h_{n,f,t}^{vdown} \quad \forall(n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (3.9)$$

$$h_{l,f,t}^{flujo} \geq 0 \quad \forall(l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (3.10)$$

$$h_{n,f,t}^{vup} \geq 0 \quad \forall(n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (3.11)$$

$$h_{n,f,t}^{vdown} \geq 0 \quad \forall(n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (3.12)$$

Las variables $\mathbf{h} := [h_{l,f,t}^{flujo}, h_{n,f,t}^{vup}, h_{n,f,t}^{vdown}]$ tienen por función registrar el exceso o déficit de las variables medidas cuando se detectan problemas técnicos. Para el caso de flujo de corriente, la variable $h_{l,f,t}^{flujo}$ conserva el valor del exceso de flujo de corriente a través de la línea saturada l , fase f en el instante t . Para los voltajes, las variables $h_{n,f,t}^{vup}$ y $h_{n,f,t}^{vdown}$ registran los excesos y déficits de voltaje en el nodo con problemas de tensión n , fase f en el instante t , respectivamente.

La formulación general del problema de factibilidad técnica propuesto en este estudio se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} \min_{\mathbf{h}} \quad & \sum_{l,f,t}^{\text{LSAT}} h_{l,f,t}^{flujo} + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{up}} h_{n,f,t}^{v_{up}} + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{down}} h_{n,f,t}^{v_{down}} \\ \text{sujeto a:} \quad & (3.1) - (3.12) \end{aligned}$$

La presencia de las variables \mathbf{h} en la función objetivo es especialmente útil dado que, por teoría de dualidad, el valor de las variables duales en una solución óptima, entrega información útil sobre la sensibilidad de la función objetivo respecto a cambios marginales en el lado derecho de la restricción asociada a la variable dual.

En particular, ante un evento de violación de límites técnicos, si se consideran las variables duales de la restricción de potencia activa (3.4), la interpretación asociada corresponde a los cambios marginales en el flujo de corriente a través de la línea saturada (o los cambios marginales en el nivel de tensión del nodo fuera del rango seguro de operación) cuando el consumo activo en un determinado nodo n , fase f e instante t se modifica.

Estas variables duales son denominadas como factores S (S-Fact) y es posible asociarlos a cada usuario dependiente de la ubicación y el estado de la red eléctrica.

Haciendo uso de los factores S encontrados por el problema de factibilidad técnica es posible desarrollar expresiones lineales que permitan conocer las corrientes o voltajes a través de las líneas o nodos saturados cuando existen pequeñas variaciones en los consumos de potencias activas de los nodos. Nótese que estas expresiones corresponden a aproximaciones lineales en torno a puntos de operación $\bar{I}_{l,f,t}$, $\bar{V}_{n,f,t}$ y $\Delta x_u^t = x_u^t - \bar{x}_u^t$:

$$\bar{I}_{l,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t = I_{l,f,t} \quad \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (3.13)$$

$$\bar{V}_{n,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t = V_{n,f,t} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (3.14)$$

$$\bar{V}_{n,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t = V_{n,f,t} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (3.15)$$

Con las expresiones anteriores es posible escribir restricciones que limiten el flujo por las líneas y nodos saturados en base al consumo activo de cada usuario:

$$\bar{I}_{l,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq I_{l,f}^{max} \quad \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (3.16)$$

$$\bar{V}_{l,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq V_{l,f}^{max} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (3.17)$$

$$\bar{V}_{l,f,t} + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \geq V_{l,f}^{min} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (3.18)$$

Las expresiones anteriores se reescriben haciendo uso de las variables h debido a que, para el caso de flujo de corrientes se tiene que $h_{l,f,t} = \bar{I}_{l,f,t} - I_{l,f}^{max}$, mientras que para sobre y bajos niveles voltajes se tiene que $h_{n,f,t} = \bar{V}_{l,f,t} - V_{l,f}^{max}$ y $h_{l,f,t} = \bar{V}_{l,f}^{min} - V_{l,f,t}$.

$$\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{l,f,t}^{flujo} \quad \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (3.19)$$

$$\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{n,f,t}^{v_{up}} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (3.20)$$

$$\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{n,f,t}^{v_{down}} \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (3.21)$$

Como se verá más adelante, las restricciones (3.19) - (3.21) serán incorporadas más adelante en lo que se denominará como problema técnico de *demand response* para controlar los niveles de corrientes y voltajes en las líneas y nodos saturados.

3.3.1. Factores S: Casos de Estudio

Este apartado busca describir el comportamiento que tienen los factores S, para distintos tipos de congestiones, consumos y configuraciones de la red eléctrica. En primer lugar se revisarán los factores asociados a una congestión de corriente y luego se verán los relacionados a una congestión de voltaje. Los casos serán aplicados en un sistema de 23 barras y por simplicidad se pondrá foco principalmente en la fase a de la red eléctrica.

3.3.1.1. Factores S Caso Congestión de Corriente

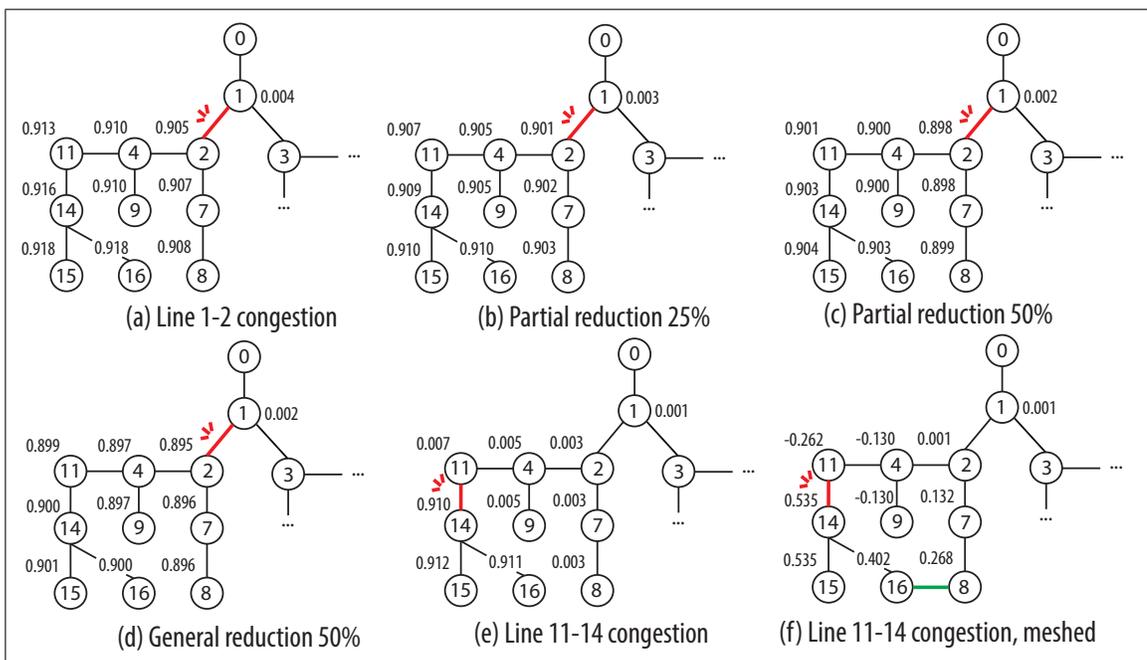


Figura 3.3. S-Fact asociados a problemas técnicos de congestión de corriente.

La figura 3.3a muestra los S-Fact asociados al caso de congestión de la línea 1-2 en un sistema radial. Es posible apreciar que los factores aguas abajo de la línea saturada son

mayores conforme se avanza en la red eléctrica, mientras que los factores aguas arriba son considerablemente menores. Los casos de las figuras 3.3b y 3.3c muestran los factores cuando se reducen los consumos de los usuarios ubicados en los nodos 2, 4, 7, 8, 9, 11, 14, 15 y 16 en un 25 % y 50 % respectivamente. Es posible notar que a pesar de la reducción de consumo, los factores no sufren mayores modificaciones. El caso 3.3d representa el caso cuando todos los usuarios de los distintos nodos reducen su consumo en un 50 %. En esta situación es posible apreciar que los factores también presentan leves disminuciones. La figura 3.3e muestra el caso para la saturación de la línea 11-14. Se puede notar que los factores asociados a los usuarios ubicados en los nodos 2, 4, 7, 8, 9 y 11 se redujeron considerablemente respecto a los casos anteriores, lo que vuelve a confirmar el hecho que en sistemas radiales, el mayor aporte al flujo a través de las líneas saturadas es de los usuarios ubicados aguas abajo de la congestión.

La figura 3.3f muestra la congestión de la línea 11-14 para un sistema enmallado. Existen tres aspectos a destacar en este caso de estudio. En primer lugar se puede apreciar que los factores S asociados a los consumidores 14, 15 y 16 se reducen a un poco más de la mitad de los factores hallados en los casos anteriores, lo que sugiere que bajo este tipo de configuración de la red, el aporte marginal de estos usuarios a la congestión es menor. En segundo lugar, usuarios ubicados en los nodos 7 y 8 tienen un aporte considerablemente mayor a lo mostrado en el caso 3.3e donde se tenía que la contribución era prácticamente nula. Finalmente se tiene que los usuarios ubicados en los nodos 4, 9 y 11 presentan S -Fact negativos, lo que sugiere que al aumentar el consumo en dichos nodos, el flujo a través de la línea saturada debería reducirse.

Para comprobar lo anterior se realiza un experimento en el que, bajo la configuración mostrada en el caso 3.3f, se fijan los consumos y se registra el valor del flujo a través de la línea 11-14. El valor del consumo del usuario en el nodo 11 es de 0.0257 p.u. y el valor del flujo registrado a través de la línea es 0.06903 p.u. El valor del consumo se aumenta en un 50 % alcanzando 0.03863 p.u. con lo que el flujo de corriente se reduce a 0.06472 p.u. Esto muestra que la configuración de la red puede tener un rol determinante

en el aporte que cada usuario tiene en las congestiones que surjan a lo largo de la red eléctrica. Como se explicará más adelante, este resultado es relevante dado que permite aliviar congestiones en el sistema aumentando consumos, lo que es deseable desde el punto de vista del seguimiento del perfil de carga asociado a cada fase.

3.3.1.2. Factores S Caso Bajo Voltaje

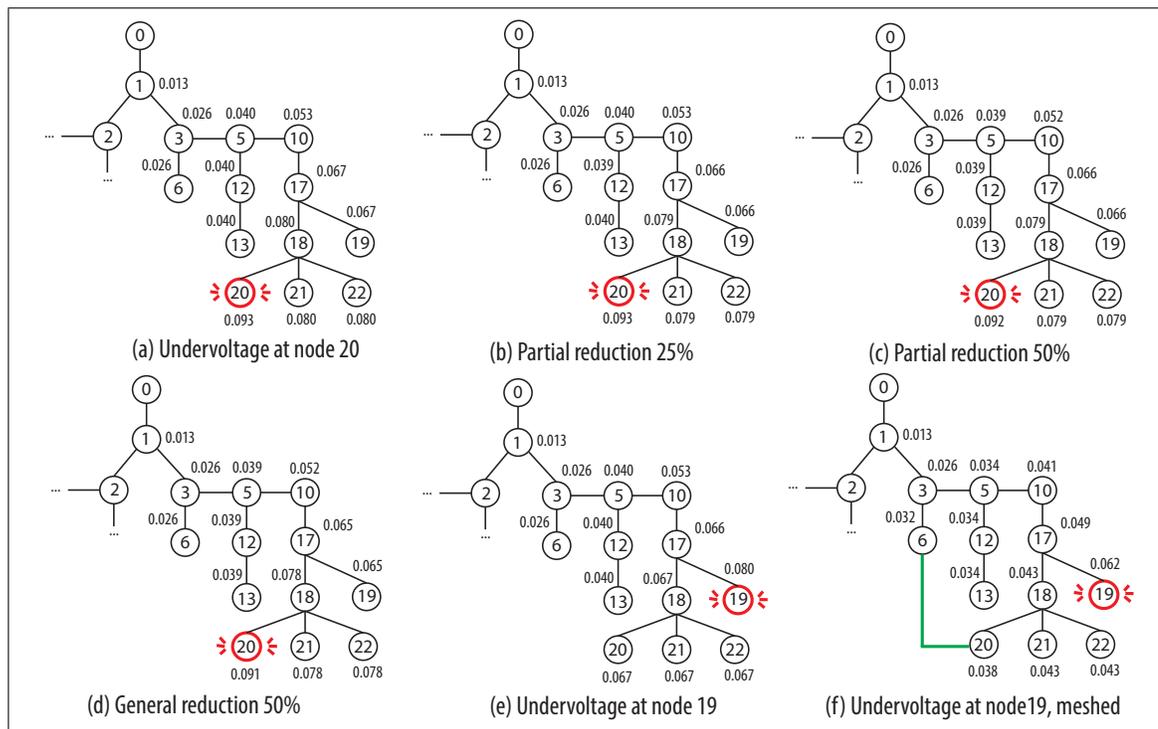


Figura 3.4. S-Fact asociados a problemas técnicos de bajo voltaje.

La figura 3.4a muestra los S-Fact asociados al evento de bajo voltaje en el nodo 20 en un sistema radial. Es posible apreciar que mientras más cercanas las barras al nodo con problemas técnicos, mayores factores S. Los casos de las figuras 3.4b y 3.4c muestran los factores cuando se reducen los consumos de los usuarios ubicados en los nodos 10, 17, 18, 19, 20, 21 y 22 en un 25 % y 50 % respectivamente. Es posible notar que a pesar de la reducción de consumo, los factores no sufren mayores modificaciones. El caso 3.4d representa el caso cuando todos los usuarios de los distintos nodos reducen su consumo en

un 50 %. En esta situación se aprecia que los factores también presentan leves disminuciones. La figura 3.4e muestra el caso para la saturación del nodo 19. Se puede notar que los factores asociados a los usuarios ubicados en los nodos 20, 21 y 22 se redujeron respecto a los casos anteriores, mientras que el factor asociado al nodo 19 aumenta. Los resultados anteriores sugieren que, en sistemas radiales, el mayor aporte a la tensión de un nodo lo tiene el consumo ubicado en el mismo nodo.

La figura 3.4f muestra la congestión del nodo 19 para un sistema enmallado. Existen dos aspectos a destacar en este caso de estudio. En primer lugar se puede apreciar que, producto de la conexión entre el nodo 6 y 8, existe un aumento en el factor S asociado al consumidor ubicado en el nodo 6, mientras que el factor del consumidor en el nodo 20 se reduce, disociándose del valor de los nodos 21 y 22 como ocurría en el caso 3.4e. Otro aspecto a considerar, es que la configuración enmallada redujo los factores de casi todos los nodos con excepción del nodo 6, lo que sugiere que, bajo esta configuración, los aportes marginales que cada usuario tendrá en la saturación del voltaje del nodo 19 serán menores.

4. PROBLEMA DE DEMAND RESPONSE

El problema de *demand response* consiste en determinar la operación de cargas flexibles en base a distintos criterios de optimalidad. Varias opciones han sido propuestas, tales como la reducción de pérdidas por las líneas de distribución, maximización del beneficio que persiben los usuarios, minimización de costos sistémicos, entre otros. En este trabajo, el DSO o agregador de demanda se compromete con una entidad externa, como podría ser el operador del sistema eléctrico, a hacer un seguimiento de un perfil de carga determinado. Para dar cumplimiento a esto, se hace uso de la flexibilidad presente en los consumos de los usuarios.

En esta sección se utiliza la siguiente nomenclatura:

4.1. Nomenclatura

4.1.1. Conjuntos

- \mathcal{T} : Conjunto de puntos de tiempo a considerar en el modelo, indexados por la letra t .
- \mathcal{U} : Conjunto de usuarios totales en el sistema de distribución, indexados por la letra u .
- \mathcal{U}_f : Conjunto de usuarios conectados a la fase f , indexados por la letra u .
- \mathcal{J}_u : Conjunto de tipos de cargas flexibles pertenecientes al usuario u , indexadas por la letra j .

4.1.2. Parámetros

- $x_{track}^{f,t}$: Señal de seguimiento que debe mantener el operador del sistema de distribución para la fase f durante el instante t .
- DDa_u^t : Demanda base del usuario u durante el instante t .
- $f_j^{u,t}$: Factor constante asociado a la carga de tipo j , usuario u en el instante t .

a_j^u : Penalización en la función objetivo que tiene cada tipo de carga j perteneciente al usuario u .

4.1.3. Variables

$x_{\text{DSO}}^{f,t}$: Demanda base total que debe ser abastecida por el operador del sistema de distribución para la fase f durante el instante t .

x_u^t : Consumo activo del usuario u durante el instante t .

$y_j^{u,t}$: Uso de la carga de tipo j perteneciente al usuario u durante el instante t .

$SoC_{\text{bat}}^{u,t}$: Estado de carga de la batería perteneciente al usuario u durante el instante t .

$SoC_{\text{ev}}^{u,t}$: Estado de carga del vehículo eléctrico perteneciente al usuario u durante el instante t .

$\rho_{l,f,t}$: Variable dual asociada a la restricción (3.19) para la fase f durante el instante t .

$\gamma_{n,f,t}^{\text{up}}$: Variable dual asociada a la restricción (3.20) para la fase f durante el instante t .

$\gamma_{n,f,t}^{\text{down}}$: Variable dual asociada a la restricción (3.21) para la fase f durante el instante t .

$\lambda_{f,t}$: Variable dual asociada a la restricción (4.1) para la fase f durante el instante t .

4.2. Problema Básico de Demand Response

El modelamiento básico del problema consiste en una función objetivo que minimiza y penaliza de forma cuadrática el error asociado al seguimiento de una señal externa junto a la reducción de la disatisfacción de los usuarios por el uso de sus cargas.

$$\begin{aligned} \min_{x_{\text{DSO}}^{f,t}, y_l^{u,t}} \quad & \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} [M \cdot (x_{\text{DSO}}^{f,t} - x_{\text{track}}^{f,t})^2 + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \sum_j^{\mathcal{J}_u} \text{Dis}(y_j^{u,t})] & \forall f \in \mathcal{F} \\ \text{sujeto a:} \quad & x_{\text{DSO}}^{f,t} = \sum_u^{\mathcal{U}_f} x_u^t & \forall f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \end{aligned} \quad (4.1)$$

Restricciones de cargas: (4.7) – (4.28)

Por cada fase el modelo resuelve distintos problemas de optimización, los que consideran los consumos y cargas de los usuarios asociados a la fase respectiva. En esta propuesta, $x_{\text{DSO}}^{f,t}$ corresponde a la potencia que debe suministrar el operador en la fase f para el instante t , sin considerar las pérdidas en las líneas. La variable x_u^t se define como el consumo de cada usuario, mientras que $\text{Dis}(y_j^{u,t})$ es la disatisfacción generada al usuario u por el uso de la carga de tipo j durante el instante t . Esta representación ha sido denominada formulación básica del problema de *demand response* ya que, si bien incluye aspectos fundamentales del modelamiento, falta la dimension técnica de la red eléctrica.

Nótese que para valores altos de M , la variable $x_{\text{DSO}}^{f,t}$ se asemejará a $x_{\text{track}}^{f,t}$, por lo que, debido a la restricción (4.1), la forma de la señal de tracking transitará hacia los usuarios.

Cuando se detecta un problema técnico en el sistema eléctrico, es posible corregirlo incorporando al modelo las expresiones (3.19), (3.20) y (3.21).

4.3. Problema Técnico de Demand Response

El problema técnico de Demand Response incluye las expresiones encontradas por el problema de factibilidad técnica descrito en la sección 3.3:

$$\begin{aligned}
 \min_{x_{\text{DSO}}^{f,t}, y_j^{u,t}} \quad & \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} [M \cdot (x_{\text{DSO}}^{f,t} - x_{\text{track}}^{f,t})^2 + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \sum_j^{\mathcal{J}_u} \text{Dis}(y_j^{u,t})] & \forall f \\
 \text{sujeto a:} \quad & x_{\text{DSO}}^{f,t} = \sum_u^{\mathcal{U}_f} x_u^t & \forall f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \\
 & \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{\text{flujo}}^{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{l,f,t}^{\text{flujo}} & \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \\
 & \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{\text{vup}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{n,f,t}^{\text{vup}} & \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{\text{up}} \\
 & \sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{\text{vdown}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t \leq -h_{n,f,t}^{\text{vdown}} & \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{\text{down}}
 \end{aligned}$$

Restricciones de cargas: (4.7) – (4.28)

En esta formulación, por cada línea o nodo saturado se debe incluir una restricción. Los valores de los parámetros S-Fact, al igual que los excesos o déficits registrados en las variables h , provienen del problema de factibilidad técnica.

4.4. Relajación Lagrangiana

La formulación vista en la sección anterior presenta una estructura separable que puede ser aprovechada para descomponer el problema en modelos más simples de resolver. Las variables λ , ρ , γ_{up} y γ_{down} asociadas a las retriicciones (4.1), (3.19), (3.20) y (3.21), son agregadas para relajar el problema y se denominan señal de incentivo de balance (λ) y

señales de incentivos técnicos $(\rho, \gamma_{up}, \gamma_{down})$. Cabe mencionar que las restricciones (3.19), (3.20) y (3.21) se agregan al modelo exclusivamente cuando una congestión es detectada.

La función lagrangiana asociada se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}(x_{\text{DSO}}^{f,t}, y_j^{u,t}, \lambda_{f,t}, \rho_{l,f,t}) = & \\
& \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} [M \cdot (x_{\text{DSO}}^{f,t} - x_{\text{track}}^{f,t})^2 + \sum_u^{\mathcal{U}_f} \sum_j^{\mathcal{J}_u} \text{Dis}(y_j^{u,t}) \\
& + \lambda_{f,t} \cdot (\sum_u^{\mathcal{U}_f} x_u^t - x_{\text{DSO}}^{f,t})] \\
& + \sum_{l,f,t}^{\text{LSAT}} \rho_{l,f,t} * (\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{SFact}_{\text{flujo}}^{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{l,f,t}^{\text{flujo}}) \\
& + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{up}} \gamma_{n,f,t}^{up} * (\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{SFact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{up}}) \\
& + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{down}} \gamma_{n,f,t}^{down} * (\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{SFact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{down}}) \tag{4.2}
\end{aligned}$$

En base a esta expresión y reagrupando algunos términos, es posible obtener los modelos del DSO y usuarios, los cuales se desarrollan más adelante.

Como se verá con posterioridad, los productos entre las señales de incentivos técnicos y los S-Fact, conformarán señales personalizadas que se enviarán a cada usuario para resolver los problemas técnicos.

4.5. Modelo del Operador del Sistema de Distribución (DSO)

Para un valor dado de λ , el modelo de DSO encuentra la variable $x_{DSO}^{f,t}$ que minimiza la siguiente expresión:

$$\min_{x_{DSO}^{f,t}} \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} [M \cdot (x_{DSO}^{f,t} - x_{track}^{f,t})^2 - \lambda_{f,t} \cdot x_{DSO}^{f,t}] + \sum_{l,f,t}^{\text{LSAT}} \rho_{l,f,t} \cdot (h_{l,f,t}^{flujo}) \quad (4.3)$$

$$+ \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{up}} \gamma_{n,f,t}^{up} \cdot (h_{n,f,t}^{v_{up}}) \quad (4.4)$$

$$+ \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{down}} \gamma_{n,f,t}^{down} \cdot (h_{n,f,t}^{v_{down}}) \quad (4.5)$$

Es posible notar que el modelo se compone de tres partes. En primer lugar, un término penalizado cuadráticamente llamado penalización por tracking, el que busca acercar lo más posible el valor de $x_{DSO}^{f,t}$ al valor de referencia $x_{track}^{f,t}$, correspondiente al perfil de carga externo que el operador del sistema de distribución se compromete a seguir. El segundo término tiene una penalización lineal, la que dependiendo del signo y la magnitud que tome la señal de incentivo λ , que es calculada durante un proceso iterativo, tenderá a aumentar o reducir el valor de $x_{DSO}^{f,t}$. Su mayor función es mantener la relación entre la señal de tracking, la potencia que suministra el DSO y el consumo de los usuarios. Finalmente hay un término por concepto de congestión, el cual aparece cuando se detecta un problema técnico. Nótese que esta expresión no afecta la decisión del DSO.

4.6. Modelo de los Usuarios

El modelo de los usuarios define la programación óptima de los productos de *demand response* $y_j^{u,t}$ en conjunto con el consumo final x_u^t de cada consumidor u .

$$\begin{aligned}
 \min_{x_u^t, y_j^{u,t}} \quad & \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} \left[\sum_j^{\mathcal{J}_u} \text{Dis}(y_j^{u,t}) + \lambda_{f,t} \cdot x_u^t \right] \\
 & + \sum_{l,f,t}^{\text{LSAT}} \rho_{l,f,t} \cdot (\text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot (x_u^t - \bar{x}_u^t)) \\
 & + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{up}} \gamma_{n,f,t} \cdot (\text{S-Fact}_{vup}^{n,u,t} \cdot (x_u^t - \bar{x}_u^t)) \\
 & + \sum_{n,f,t}^{\text{VSAT}_{down}} \gamma_{n,f,t} \cdot (\text{S-Fact}_{vdown}^{n,u,t} \cdot (x_u^t - \bar{x}_u^t)) \\
 \text{sujeto a:} \quad & x_u^t = \text{Dda}_u^t + \sum_j^{\mathcal{J}_u} a_j \cdot y_j^{u,t} \tag{4.6}
 \end{aligned}$$

Restricciones de cargas: (4.7) – (4.28)

Al igual que en el caso anterior, el modelo consta de tres partes. En primer lugar, cada usuario minimiza la disatisfacción generada por el uso de sus consumos $\text{Dis}(y_j^{u,t})$. El segundo término es una penalización lineal que busca incentivar un mayor o menor consumo de los usuarios dependiendo de la señal de incentivo λ . Para valores positivos de λ los usuarios tienden a reducir sus consumos, mientras que para valores negativos, la demanda aumenta. Finalmente un término por concepto de congestión que a diferencia del caso del DSO, sí afecta la decisión de los usuarios. Cuando un problema técnico es detectado, cada usuario recibe información sobre su contribución marginal en la congestión (S-Fact_u), lo que en conjunto con las señales de incentivo técnico ρ o γ (dependiendo si el evento es por exceso de flujo de corriente o sobre/bajo voltaje), conforman señales personalizadas que buscan aliviar el problema técnico. Independiente del signo que tengan las variables

λ , ρ y γ , mientras mayor sea su magnitud, mayor será la reacción causada en los usuarios finales.

4.6.1. Tipos de Cargas

Esta sección busca describir tanto las restricciones físicas como las disatisfacciones de cada tipo de carga que fue utilizada para representar el portafolio de productos de *demand response* de cada usuario.

4.6.1.1. Desprendimiento de Carga (Load Shedding)

Las cargas pertenecientes a esta categoría se caracterizan por reducir su consumo a ciertas horas sin necesidad de ser reprogramadas a otros periodos. En este trabajo se considera que la cantidad máxima a desprender es un porcentaje fijo de la demanda base de cada consumidor. Su disatisfacción es proporcional al cuadrado de la cantidad de energía que se desprende en cada punto de tiempo.

$$\text{Dis}(y_{shed}^{u,t}) = a_{shed}^u \cdot (y_{shed}^{u,t})^2$$

$$y_{shed}^{u,t} \leq \text{Dda}_u^t \cdot f_{shed}^{u,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.7)$$

$$y_{shed}^{u,t} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.8)$$

4.6.1.2. Desplazamiento de Carga (Load Shifting)

Tipo de cargas en que los usuarios reprograman el consumo eléctrico a otras horas en función de su propia conveniencia. En este trabajo se limita la cantidad máxima que se puede reducir o aumentar como porcentaje de la demanda base. La disatisfacción asociada es proporcional al cuadrado de la cantidad que se reduce y aumenta durante las distintas horas.

$$\begin{aligned} \text{Dis}(y_{shif}^{u,t}) &= a_{shif}^u \cdot (y_{shif}^{up,u,t})^2 + a_{shif}^u \cdot (y_{shif}^{down,u,t})^2 \\ \sum_t^T y_{shif}^{up,u,t} &= \sum_t^T y_{shif}^{down,u,t} \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$y_{shif}^{up,u,t}, y_{shif}^{down,u,t} \leq Dda_u^t \cdot f_{shif}^{u,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.10)$$

$$y_{shif}^{up,u,t}, y_{shif}^{down,u,t} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.11)$$

4.6.1.3. Baterias (Batteries)

Las variables asociadas a este tipo de carga son $SoC_{bat}^{u,t}$, $y_{bat}^{char,u,t}$, $y_{bat}^{disc,u,t}$ y corresponden al estado de carga, la carga y descarga de las baterías respectivamente. La carga y descarga de las baterías es levemente penalizada de forma cuadrática en la función objetivo. Las restricciones asociadas se muestran a continuación.

$$\begin{aligned} \text{Dis}(y_{bat}^{char,u,t}, y_{bat}^{disc,u,t}) &= a_{bat}^u \cdot (y_{bat}^{char,u,t})^2 + a_{bat}^u \cdot (y_{bat}^{disc,u,t})^2 \\ SoC_{bat}^{u,t+1} &= SoC_{bat}^{u,t} + y_{bat}^{char,u,t} - y_{bat}^{disc,u,t} \end{aligned} \quad t \in \mathcal{T} \quad (4.12)$$

$$y_{bat}^{char,u,t} \leq Char_{bat}^{max} \quad t \in \mathcal{T} \quad (4.13)$$

$$y_{bat}^{disc,u,t} \leq Disc_{bat}^{max} \quad t \in \mathcal{T} \quad (4.14)$$

$$SoC_{bat}^{u,t} \leq SoC_{bat}^{max} \quad t \in \mathcal{T} \quad (4.15)$$

$$SoC_{bat}^{u,t=t_0} = SoC_{bat}^{initial} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.16)$$

$$SoC_{bat}^{u,t+1}, y_{bat}^{char,u,t}, y_{bat}^{disc,u,t} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.17)$$

4.6.1.4. Vehículos Electricos (Electric Vehicles)

En términos de modelación, los vehículos eléctricos tienen restricciones similares a las baterías. Las diferencias principales son su disponibilidad para prestar servicios durante un periodo acotado de tiempo y la necesidad de un nivel de carga mínimo del vehículo

que asegure su funcionamiento a una cierta hora. La carga y descarga de los vehículos eléctricos es levemente penalizada de forma cuadrática en la función objetivo. Las variables asociadas son $SoC_{ev}^{u,t}$, $y_{ev}^{char^{u,t}}$, $y_{ev}^{disc^{u,t}}$ y las restricciones respectivas se muestran a continuación.

$$Dis(y_{ev}^{char^{u,t}}, y_{ev}^{disc^{u,t}}) = a_{ev}^u \cdot (y_{ev}^{char^{u,t}})^2 + a_{ev}^u \cdot (y_{ev}^{disc^{u,t}})^2$$

$$SoC_{ev}^{u,t+1} = SoC_{ev}^{u,t} + y_{ev}^{char^{u,t}} - y_{ev}^{disc^{u,t}} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.18)$$

$$y_{ev}^{char^{u,t}} \leq Char_{ev}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.19)$$

$$y_{ev}^{disc^{u,t}} \leq Disc_{ev}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.20)$$

$$SoC_{ev}^{u,t} \leq SoC_{ev}^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.21)$$

$$SoC_{ev}^{u,t=t_0} = SoC_{ev}^{initial} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.22)$$

$$SoC_{ev}^{u,t=t_f} \geq SoC_{ev}^{out} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.23)$$

$$SoC_{ev}^{u,t+1}, y_{ev}^{char^{u,t}}, y_{ev}^{disc^{u,t}} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.24)$$

4.6.1.5. Cargas de Reduccion de Emergencia (Emergency Reduction Loads)

Cargas de emergencia que son utilizadas para bajar el consumo a ciertas horas. No existe necesidad de que sean reprogramadas. Son altamente penalizadas en la función objetivo de forma proporcional al cuadrado de la cantidad de energía que se reduce.

$$Dis(y_{down}^{u,t}) = a_{red}^u \cdot (y_{down}^{u,t})^2$$

$$y_{down}^{u,t} \leq Dda_u^t \cdot f_{down}^{u,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.25)$$

$$y_{down}^{u,t} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.26)$$

4.6.1.6. Cargas de Incremento de Emergencia (Emergency Increasing Loads)

Cargas de emergencia que son utilizadas para subir el consumo a ciertas horas. No existe necesidad de que sean reprogramadas. Son altamente penalizadas en la función objetivo de forma proporcional al cuadrado de la cantidad de energía que se incrementa.

$$\text{Dis}(y_{up}^{u,t}) = a_{inc}^u \cdot (y_{up}^{u,t})^2$$

$$y_{up}^{u,t} \leq \text{Dda}_u^t \cdot f_{up}^{u,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.27)$$

$$y_{up}^{u,t} \geq 0 \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.28)$$

5. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

Este capítulo está dedicado a profundizar en la operación del esquema propuesto, mostrar la interacción entre los modelos previamente formulados y explicar el algoritmo utilizado para la convergencia del esquema de *demand response*.

5.1. Operación del Esquema de *Demand Response*

La operación del esquema de *demand response* responde a las necesidades que tenga el sistema eléctrico, las cuales pueden variar de un instante a otro, debido a distintas situaciones, como por ejemplo, la variabilidad de las fuentes renovables, el mantenimiento de centrales generadoras, fallas eléctricas, entre otros. El uso de recursos debe ser responsable en relación a asegurar el funcionamiento confiable del sistema tanto en el momento presente como en el futuro, por lo que es fundamental incluir nociones o pronósticos que permitan prepararse para eventos posteriores.

Precisamente por lo anterior, el esquema propuesto optimiza durante una ventana de tiempo determinada que comienza con el punto de tiempo actual $t = 1$. Del resultado obtenido, solamente la solución para $t = 1$ es implementada, y se repite el procedimiento para los instantes futuros.

Si no se detecta un problema técnico en la red, el sistema se encuentra en su estado seguro, en donde se busca seguir la señal predefinida $x_{track}^{f,t}$ y obtener nociones sobre el uso de los distintos tipos de cargas $y_j^{u,t}$ y consumos x_u^t para los usuarios durante una ventana de tiempo determinada. Si algún problema técnico es detectado durante el punto de tiempo actual, los consumos son entregados al problema de factibilidad técnica el cual se encarga de analizar el estado de la red y calcular la contribución marginal que cada usuario tiene en la saturación.

Los datos entregados tanto al problema del DSO como al de los usuarios son la fase y el elemento saturado (LSAT, VSAT_{up} y VSAT_{down}), la cantidad excedida o deficitaria

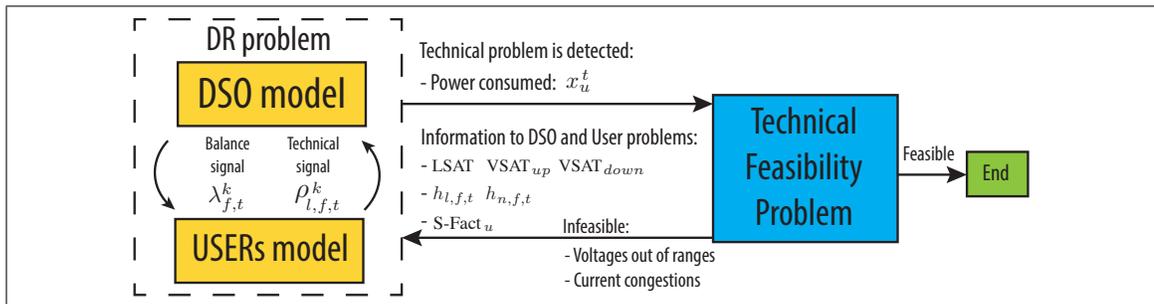


Figura 5.1. Proceso iterativo del esquema de *demand response* propuesto.

$(h_{l,f,t}^{flujo}, h_{n,f,t}^{vup}, h_{n,f,t}^{vdown})$ y las contribuciones marginales que cada consumidor tiene en la congestión (S-Fact_u).

Con toda esta información se inicia el estado de emergencia en el que, adicionalmente a las señales de balance, se envían señales personalizadas para resolver el problema técnico. Una vez que el conflicto se soluciona, el algoritmo vuelve a su estado seguro. La interacción entre los modelos del DSO y los usuarios con el problema de factibilidad técnica se ilustra en la figura 5.1.

5.2. Algoritmo

El algoritmo utilizado para lograr una operación técnicamente factible se muestra en el pseudocódigo mostrado a continuación. Por simplicidad, se toman como referencia las variables asociadas a una congestión de corriente.

Nótese como en ambos estados del algoritmo la señal de balance λ está en constante actualización, lo que quiere decir que siempre se está llevando a cabo el balance de la restricción (4.1) y también el seguimiento de la señal de tracking. Otros aspectos a destacar son que durante la etapa de emergencia [línea 8], siempre que los valores $\Delta()$ sean mayores que una determinada tolerancia, el algoritmo se mantendrá en funcionamiento con el objetivo de mantener el seguimiento y solucionar el problema de factibilidad técnica [línea 12]. Además, solamente cuando $\Delta\lambda$ se encuentra dentro de rangos controlados, el algoritmo actualiza la variable ρ [línea 16]. Lo anterior mostró un mejor comportamiento

para lograr convergencia en comparación con la actualización simultánea de ambos tipos de variables.

Algorithm 1 Algoritmo distribuido de *demand response*.

```

1: Safe State
2: initialize  $\lambda_{f,t}^{k=0} = \lambda_0$ 
3: while  $\Delta\lambda > \epsilon_{tol}$  do
4:    $x_{\text{DSO}} = \text{DSO-Problem}(\lambda_{f,t}^k)$ 
5:    $x_u = \text{USER-Problem}(\lambda_{f,t}^k)$ 
6:    $\lambda_{f,t}^{k+1} = \lambda_{f,t}^k + \mu_\lambda \cdot \Delta\lambda_k$ 
7: end while
8: Emergency State
9:  $[\text{LSAT}, h_{l,f,t}, \text{S-Fact}_u] = \text{TF-Problem}((x_u^t)^k)$ 
10: if  $\text{LSAT} \neq \emptyset$  then
11:   initialize  $\rho_{l,f,t}^{k=0} = \rho_0$ 
12:   while  $\Delta\lambda, \Delta\rho > \epsilon_{tol}$  do
13:      $x_{\text{DSO}} = \text{DSOProblem}(\lambda_{f,t}^k, h_{l,f,t}, \rho_{l,f,t}^k)$ 
14:      $x_u = \text{USERProblem}(\lambda_{f,t}^k, \text{S-Fact}_u, \rho_{l,f,t}^k)$ 
15:      $\lambda_{f,t}^{k+1} = \lambda_{f,t}^k + \mu_\lambda \cdot \Delta\lambda_k$ 
16:     if  $\Delta\lambda < \epsilon_{tol}$  then
17:        $\rho_{l,f,t}^{k+1} = \rho_{l,f,t}^k + \mu_\rho \cdot \Delta\rho_k$ 
18:     end if
19:   end while
20: end if
21: Get Results
22: END

```

5.3. Método de Subgradiente y Actualización de Variables

Como se vió anteriormente, las variables $\lambda_{f,t}$, $\rho_{l,f,t}$, $\gamma_{n,f,t}^{v_{up}}$ and $\gamma_{n,f,t}^{v_{down}}$ corresponden a las variables duales asociadas a las restricciones (4.1), (3.19), (3.20) y (3.21), respectivamente. Dada la estructura distribuida del problema, se requieren de métodos iterativos para lograr la convergencia del modelo. Este trabajo utiliza el método de subgradiente debido a la facilidad que tiene para manejar restricciones y la simplicidad de la estructura de comunicación requerida para llevar a cabo su implementación. Definiendo $(\Delta x_u^t)^k = (x_u^t)^k - \bar{x}_u^t$, se tiene que las variables se actualizan según las siguientes expresiones.

$$\lambda_{f,t}^{k+1} = \lambda_{f,t}^k + \mu_\lambda \cdot \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} (x_u^t)^k - (x_{DSO}^{f,t})^k \right) \quad \forall f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (5.1)$$

$$\rho_{l,f,t}^{k+1} = \rho_{l,f,t}^k + \mu_\rho \cdot \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot ((\Delta x_u^t)^k + h_{l,f,t}^{flujo}) \right) \quad \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (5.2)$$

$$(\gamma_{n,f,t}^{v_{up}})^{k+1} = (\gamma_{n,f,t}^{v_{up}})^k + \mu_\gamma \cdot \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot ((\Delta x_u^t)^k + h_{n,f,t}^{v_{up}}) \right) \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (5.3)$$

$$(\gamma_{n,f,t}^{v_{down}})^{k+1} = (\gamma_{n,f,t}^{v_{down}})^k + \mu_\gamma \cdot \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot ((\Delta x_u^t)^k + h_{n,f,t}^{v_{down}}) \right) \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (5.4)$$

Las señales $\lambda_{f,t}$, $\rho_{l,f,t}$, $\gamma_{n,f,t}^{v_{up}}$ and $\gamma_{n,f,t}^{v_{down}}$ dejan de ser actualizadas cuando $\Delta \lambda_{f,t}^k$, $\Delta \rho_{l,f,t}^k$, $\Delta (\gamma_{l,f,t}^{v_{up}})^k$ y $\Delta (\gamma_{l,f,t}^{v_{down}})^k$, las cuales se definen a continuación, se encuentran dentro de un cierto nivel de tolerancia denominado ϵ_{tol} .

$$\Delta\lambda_{f,t}^k := \sum_u^{\mathcal{U}_f} (x_u^t)^k - (x_{DSO}^f)^k \quad \forall f \in \mathcal{F}, t \in \mathcal{T} \quad (5.5)$$

$$\Delta\rho_{l,f,t}^k := \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot ((x_u^t)^k - \bar{x}_u^t) + h_{l,f,t}^{flujo} \right) \quad \forall (l, f, t) \in \text{LSAT} \quad (5.6)$$

$$\Delta(\gamma_{n,f,t}^{v_{up}})^k := \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot ((x_u^t)^k - \bar{x}_u^t) - h_{n,f,t}^{v_{up}} \right) \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{up} \quad (5.7)$$

$$\Delta(\gamma_{n,f,t}^{v_{down}})^k := \left(\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot ((x_u^t)^k - \bar{x}_u^t) + h_{n,f,t}^{v_{down}} \right) \quad \forall (n, f, t) \in \text{VSAT}_{down} \quad (5.8)$$

Es importante notar que el criterio de detención de la expresión (5.5) es que el error existente entre la potencia que debe abastecer el DSO x_{DSO}^t y la suma de los consumos de los usuarios $\sum_u^{\mathcal{U}_f} x_u^t$, debe ser menor que un valor ϵ_{tol} . De forma similar para las expresiones de congestión se tiene que, en el caso de saturaciones en las líneas, la suma de las reducciones de consumo activo de cada usuarios multiplicada por su respectivo S-Fact, $\sum_u^{\mathcal{U}_f} \text{S-Fact}_{linea}^{l,u,t} \cdot ((x_u^t)^k - \bar{x}_u^t)$ debe ser cercana al exceso de flujo por la línea, $h_{n,f,t}^{v_{up}}$ en un margen menor a ϵ_{tol} . Cabe destacar que, considerando una implementación real del esquema, los criterios de detención mostrados anteriormente serán atribuidos a las mediciones que se realicen en la red eléctrica.

5.4. Método ADMM

Con el objetivo de comparar el rendimiento del método de subgradiente utilizado en este trabajo, se recurre al algoritmo de ADMM, el cual ha sido ampliamente usado en la literatura actual.

El método de ADMM es aplicable a problemas de optimización que presentan la siguiente estructura:

$$\begin{aligned}
& \min_{x,z} && f(x) + g(z) \\
& \text{s.t.} && \mathbf{A}x + \mathbf{B}z = c
\end{aligned} \tag{5.9}$$

En esta formulación x y z son variables de decisión mientras que \mathbf{A} y \mathbf{B} son parámetros matriciales. $f(x)$ y $g(z)$ son funciones especificadas. El algoritmo se basa en el lagrangiano aumentado para el problema (5.9):

$$\mathcal{L}_\beta = f(x) + g(z) + y^T(\mathbf{A}x + \mathbf{B}z - c) + \frac{\beta}{2} \|\mathbf{A}x + \mathbf{B}z - c\|_2^2 \tag{5.10}$$

Donde β es un parámetro positivo y $\|\cdot\|_2^2$ es la norma al cuadrado. El algoritmo minimiza el lagrangiano aumentado actualizando las siguientes expresiones:

$$x^{k+1} = \underset{x}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_\beta(x, z^k, y^k) \tag{5.11}$$

$$z^{k+1} = \underset{z}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_\beta(x^{k+1}, z, y^k) \tag{5.12}$$

$$y^{k+1} = y^k + \beta \cdot (\mathbf{A}x^{k+1} + \mathbf{B}z^{k+1} - c) \tag{5.13}$$

El lagrangiano aumentado del esquema propuesto utilizando el algoritmo de ADMM para el caso sin problemas técnicos es como sigue. Nótese que η corresponde a un parámetro positivo.

$$\begin{aligned}
& \mathcal{L}(x_{DSO}^{f,t}, y_l^{u,t}, \lambda_{f,t}, \rho_{l,f,t}) = \\
& \sum_{t=1}^{\mathcal{T}} [a \cdot (x_{DSO}^{f,t} - x_{track}^{f,t})^2 + \sum_u \sum_j \operatorname{Dis}(y_j^{u,t})]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \lambda_{f,t} \cdot \left(\sum_u^{U_f} x_u^t - x_{DSO}^{f,t} \right) \\
& + \frac{\eta}{2} \cdot \left(\sum_u^{U_f} x_u^t - x_{DSO}^{f,t} \right)^2]
\end{aligned}$$

Cuando existe algún evento de congestión, es necesario incorporar las siguientes expresiones al lagrangiano. θ_1 , θ_2 y θ_3 corresponden a parámetros positivos.

$$\begin{aligned}
\mathcal{L}(x_{DSO}^{f,t}, y_l^{u,t}, \lambda_{f,t}, \rho_{l,f,t}) & + = \sum_{l,f,t}^{LSAT} \rho_{l,f,t} * \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{l,f,t}^{flujo} \right) \\
& + \frac{\theta_1}{2} \cdot \sum_{l,f,t}^{LSAT} \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{flujo}^{l,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{l,f,t}^{flujo} \right)^2 \\
& + \sum_{n,f,t}^{VSAT_{up}} \gamma_{n,f,t}^{up} * \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{up}} \right) \\
& + \frac{\theta_2}{2} \cdot \sum_{n,f,t}^{VSAT_{up}} \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{v_{up}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{up}} \right)^2 \\
& + \sum_{n,f,t}^{VSAT_{down}} \gamma_{n,f,t}^{down} * \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{down}} \right) \\
& + \frac{\theta_3}{2} \cdot \sum_{n,f,t}^{VSAT_{down}} \left(\sum_u^{U_f} \text{S-Fact}_{v_{down}}^{n,u,t} \cdot \Delta x_u^t + h_{n,f,t}^{v_{down}} \right)^2
\end{aligned}$$

Haciendo una analogía con la representación formal del algoritmo, en la formulación propuesta las variables $[x, z, y]$ corresponden a $[x_{DSO}^{f,t}, x_u^t, \lambda_{f,t}]$, por lo que las expresiones a actualizar son las siguientes:

$$(x_{DSO}^{f,t})^{k+1} = \underset{x_{DSO}^{f,t}}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_\beta((x_{DSO}^{f,t}), (x_u^t)^k, (\lambda_{f,t})^k) \quad (5.14)$$

$$(x_u^t)^{k+1} = \underset{x_u^t}{\operatorname{argmin}} \mathcal{L}_\beta((x_{DSO}^{f,t})^{k+1}, (x_u^t), (\lambda_{f,t})^k) \quad (5.15)$$

$$(\lambda_{f,t})^{k+1} = (\lambda_{f,t})^k + \eta \cdot (\mathbf{A}(x_{DSO}^{f,t})^{k+1} + \mathbf{B}(x_u^t)^{k+1} - c) \quad (5.16)$$

Una de las desventajas de hacer uso del algoritmo de ADMM con la propuesta presentada en este trabajo se presenta cuando se considera la expresión (5.15). Es posible notar que para el cálculo del consumo óptimo de cada usuario, se requiere información del consumo de todos los demás consumidores involucrados, por lo que una eventual implementación de este método haría necesaria una estructura de comunicación más compleja que la implicada por el método del subgradiente, el que únicamente requiere comunicación entre el usuario y el operador centralizado del sistema de distribución.

6. CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS

El esquema propuesto fue probado en una red trifásica de 23 barras. Existen 23 usuarios por fase lo que totaliza 69 usuarios en todo el sistema. El alimentador principal es la línea que conecta los nodos 0 y 1, a través del que circula la mayoría de la potencia que abastece la demanda. La red considerada se muestra en la figura 6.1.

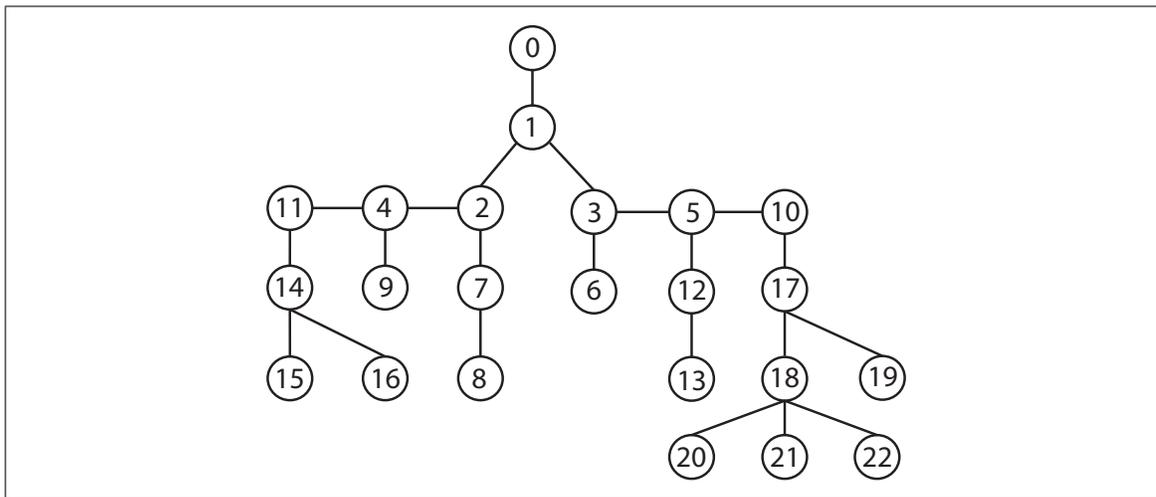


Figura 6.1. Topología de la red radial trifásica de 23 barras.

Este caso de estudio asume que en cada nodo y fase de la red eléctrica hay un usuario cuyo portafolio de productos de *demand response* incluye una carga de desprendimiento, una carga de desplazamiento, una batería, un vehículo eléctrico y cargas de aumento y reducción de consumo de emergencia. Cada una de ellas tiene asociada una función de penalización cuadrática, tal como se mencionó en la sección 4.6.1, sin embargo son ponderadas por distintos valores en la función objetivo. La tabla 6.1 muestra la penalización de cada carga.

Las cargas con penalizaciones mayores corresponden a aquellas de aumento y reducción de consumo de emergencia (cuyo nombre no implica que puedan operar exclusivamente en el estado de emergencia, sino que básicamente presentan altas penalizaciones),

Tabla 6.1. Valor de los ponderadores para las variables de cada tipo de carga.

Tipo de carga	Variable	Penalización en la FO
Reducción de emergencia	$y_{down}^{u,t}$	480
Aumento de emergencia	$y_{up}^{u,t}$	480
Desprendimiento de carga	$y_{shed}^{u,t}$	36
Desplazamiento	$y_{shif}^{down,u,t}$	12
Desplazamiento	$y_{shif}^{up,u,t}$	12
Bateria	$y_{bat}^{disc,u,t}$	6
Bateria	$y_{bat}^{char,u,t}$	6
Bateria	$SoC_{bat}^{u,t}$	-
Vehículos eléctricos	$y_{ev}^{disc,u,t}$	6
Vehículos eléctricos	$y_{bat}^{cha,u,t}$	6
Vehículos eléctricos	$SoC_{ev}^{u,t}$	-

luego están las cargas de desprendimiento seguido de las de desplazamiento. Finalmente se encuentran las baterías y los vehículos eléctricos.

A continuación se presentan tres casos de estudio. El primer caso simula un evento de bajo voltaje en el nodo 20 dentro de una red radial. El segundo caso, simula una congestión de corriente en la línea 11-14 dentro de una red enmallada. La experiencia del tercer caso consiste en un doble problema técnico donde primero se resuelve una congestión de corriente en la línea 1-2 para luego resolver un evento de bajo voltaje en el nodo 20, todo esto dentro de una red radial.

Tal como se mencionó en la sección 5.3, el esquema propuesto se basa en el método de subgradiente para alcanzar la convergencia. Con el propósito de mostrar la versatilidad del algoritmo, se analiza el desempeño del modelo cuando se aplican distintas señales de tracking a las fases del sistema. Además, los resultados se comparan con los obtenidos cuando se utiliza el método de ADMM como algoritmo de convergencia.

Resulta de interés poner a prueba el desempeño del esquema propuesto con otras referencias similares. La figura 6.2 ilustra los esquemas a considerar en el presente estudio.

El esquema centralizado, se caracteriza por ser un esquema en el que un operador del sistema de distribución tiene conocimiento total acerca de las cargas y disutilidades de cada usuario y puede ejercer control directo sobre sus consumos. El esquema propuesto, que corresponde a un modelo distribuido, se basa en la emisión de señales personalizadas a cada usuario dependiendo de su aporte al problema técnico detectado y su ubicación en la red eléctrica. El esquema de iguales incentivos, es un esquema distribuido en el que se envían señales parejas a todos los usuarios con el objetivo de resolver los los problemas técnicos.

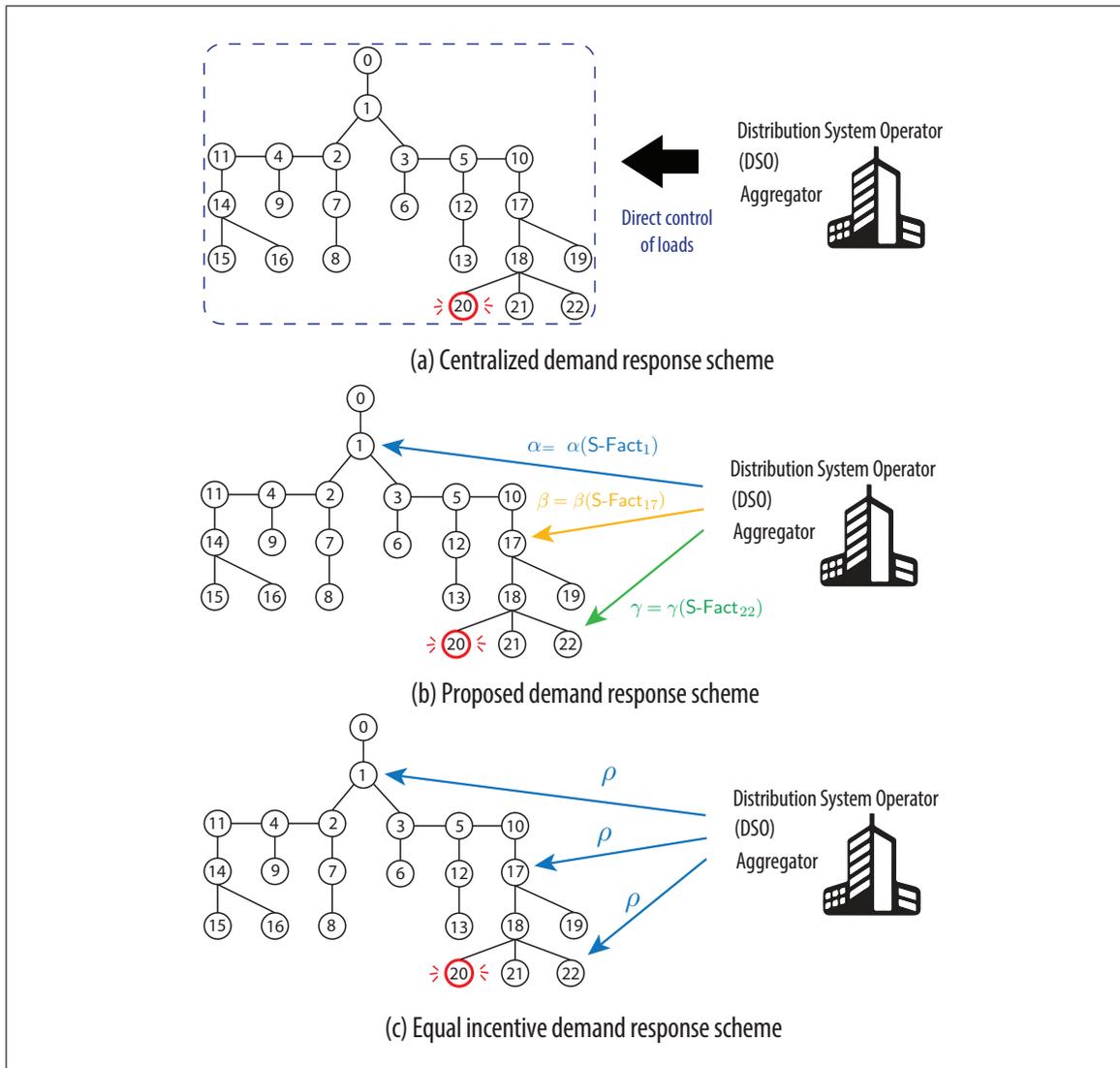


Figura 6.2. Esquemas de respuesta de demanda.

6.1. Caso Base

La figura 6.3 muestra las señales de tracking aplicadas a las distintas fases de la red eléctrica. La curva de color rojo corresponde a la demanda base de cada fase. La señal suavizada (*smooth signal*) es implementada en la fase a del sistema y se caracteriza por seguir el comportamiento de la demanda base con cambios de demanda menos abruptos.

La señal constante (*constant signal*) está asociada a la fase b y se caracteriza por mantener el valor promedio de la demanda base. La última señal se asocia a la fase c y se caracteriza por tener un comportamiento variable que no tiene relación con la demanda base (*variable signal*). Las tres señales comienzan en el punto de tiempo $t = 1$, que representa el instante actual y es el momento en el que ocurren los problemas técnicos en el sistema.

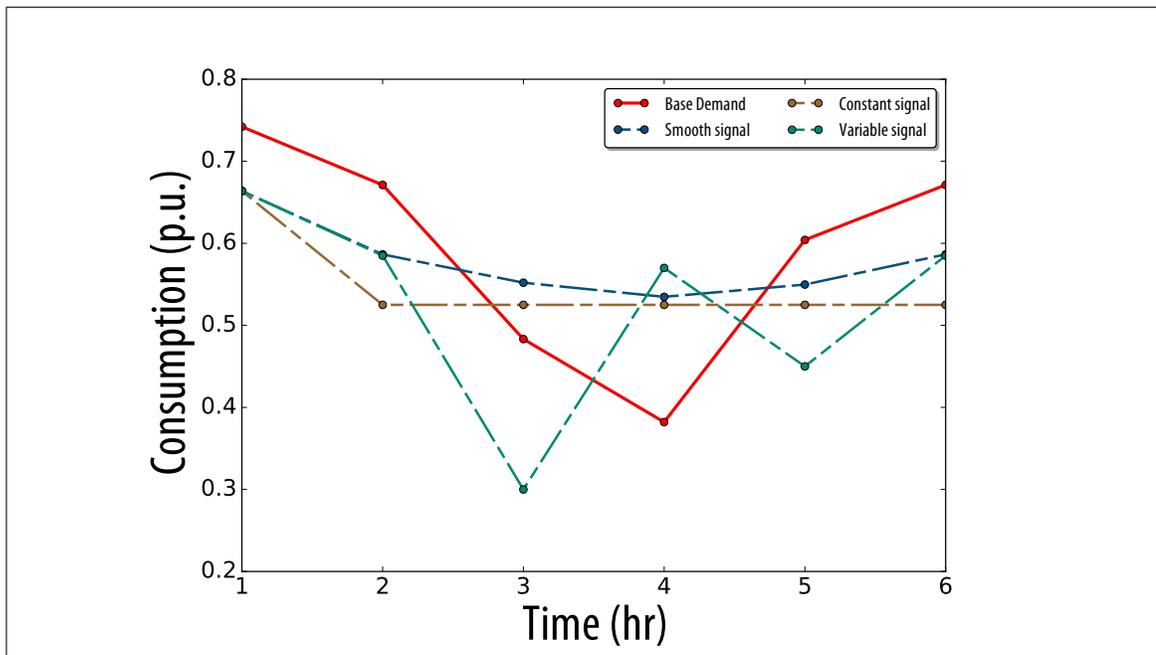


Figura 6.3. Demanda base para las tres fases del sistema y sus respectivas señales de tracking.

En un estado donde no se detecten problemas técnicos a lo largo de la red eléctrica, el sistema se encuentra en el estado seguro, en el que los usuarios son incentivados a modificar sus consumos con el objetivo de seguir un determinado perfil de demanda o señal de tracking. En este estudio, el seguimiento se realiza dentro de una ventana temporal de seis puntos de tiempo para entregar una noción al modelo de los posibles eventos futuros. Nótese que en base a esta resolución, sólo el punto actual $t = 1$ es implementado, dejando la implementación de los puntos futuros, para la siguiente realización del proceso.

Las figuras 6.4, 6.5 y 6.6 muestran la coordinación de las cargas en el punto actual y los cinco puntos futuros para los casos de señal suavizada, constante y variable respectivamente. Las columnas de la izquierda representan las cargas que reducen consumo, mientras que las columnas de la derecha son aquellas cargas que incrementan demanda. El punto inicial corresponde a la demanda base en cada punto de tiempo, mientras que el punto final es la señal de tracking que se desea seguir.

De aquí en adelante, por simplicidad se asumirá que los puntos de tiempo tendrán resolución horaria, sin embargo esto depende de la aplicación que se le desee dar al modelo.

En relación al caso de la señal suavizada, la figura 6.4 muestra que para las horas $t = [1, 2]$, las cargas más utilizadas para la reducción de consumo corresponden a las baterías y las cargas de desplazamiento, seguido de las cargas de desprendimiento. Es posible notar que incluso se sobreestima la reducción de consumo con el objetivo de poder efectuar carga de vehículos eléctricos.

Cabe destacar que durante la hora $t = 2$ existe carga y descarga de vehículos debido a que no todos los usuarios conectan sus vehículos a la misma hora y tienen exigencias de niveles de carga mínimos en diferentes instantes. En este caso de estudio, los vehículos que están disponibles durante la hora $t = 1$ tienen la obligación de tener un nivel de carga mínimo al final de la hora $t = 6$, mientras que los vehículos que entraron en la hora $t = 2$ no tienen dicha obligación por lo que su funcionamiento se asemeja a una batería. Estos últimos vehículos son aquellos que aportan con descarga durante la hora $t = 2$.

Durante las horas $t = [3, 4]$ la señal de tracking se encuentra por sobre la demanda base, lo que implica que es necesario aumentar la demanda. Es posible notar que gran parte de el aumento está dado por la carga de las baterías, seguido de la carga de vehículos eléctricos y el uso de cargas desplazables.

En las horas $t = [5, 6]$ es necesario reducir el consumo, por lo que opera principalmente la descarga de la baterías, las cuales fueron cargadas durante las horas $t = [3, 4]$,

seguido de la descarga de vehículos eléctricos y el uso de cargas de desplazamiento y desprendimiento.

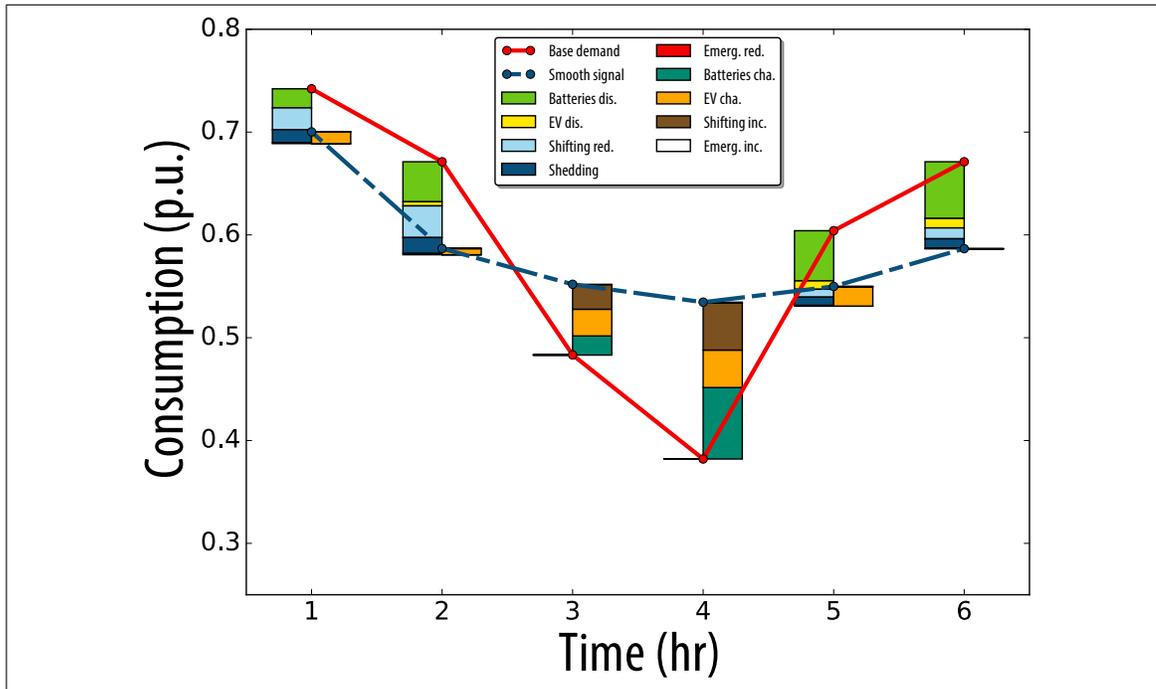


Figura 6.4. Distribución de uso de cargas. Señal de tracking suavizada, fase a.

En relación al caso de la señal constante, la figura 6.5 muestra que, durante la primera hora, la reducción de demanda se efectúa en base al uso de cargas de desplazamiento y desprendimiento principalmente. A diferencia del caso suavizado, para el instante $t = 1$ no existe descarga de baterías, dado que los recursos son utilizados durante la hora $t = 2$, evitando un mayor uso de cargas con altas penalizaciones.

En las horas $t = [3, 4]$ la señal de tracking está por sobre la demanda base por lo que es necesario aumentar el consumo, sin embargo existe una reducción de demanda dada por el uso de cargas de desprendimiento. Esto se explica debido a que permite un mayor uso tanto de la carga de baterías como de vehículos eléctricos así como el uso de cargas desplazables de aumento de consumo.

Los recursos energéticos acumulados durante las horas $t = [3, 4]$ son usados en los instantes $t = [5, 6]$ para reducir la demanda. Notese cómo durante la hora $t = 5$ se excede el nivel de la señal de tracking para poder efectuar carga de vehículos eléctricos y así cumplir con los requisitos de niveles mínimos de carga.

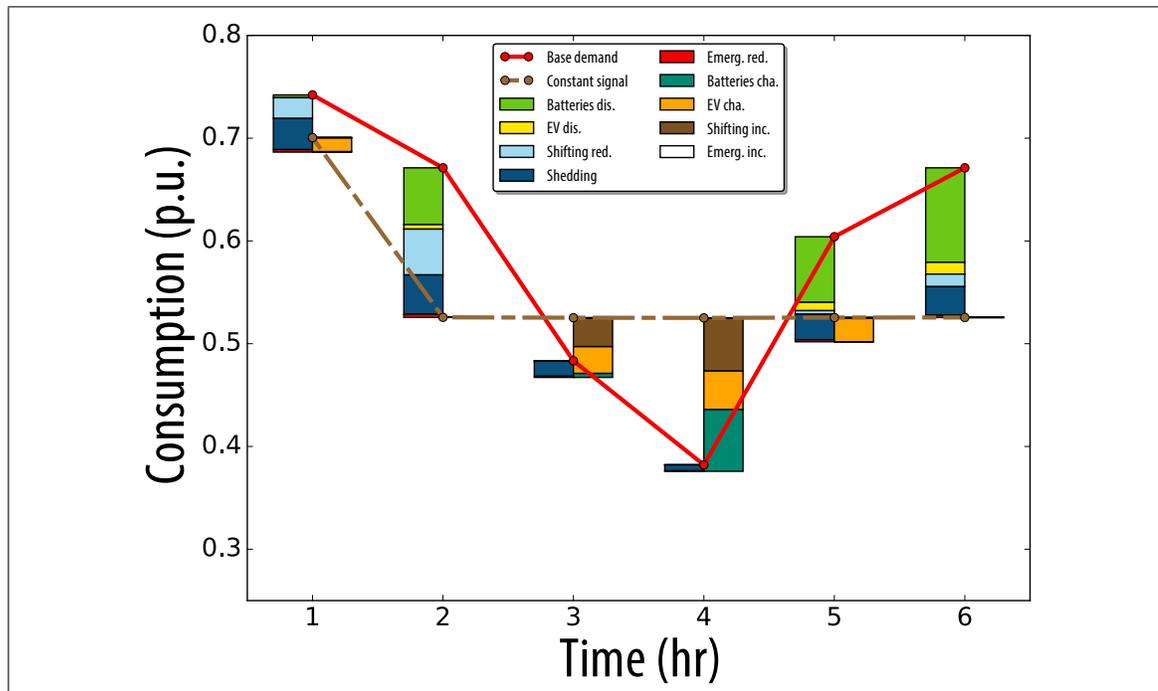


Figura 6.5. Distribución de uso de cargas. Señal de tracking constante, fase b.

El caso de señal variable mostrado en la figura 6.6 corresponde a la experiencia más exigente desde el punto de vista de disutilidad, lo que se aprecia en la operación de cargas que presentan altas penalizaciones como es el caso de las cargas de emergencia de reducción de consumo. Es posible notar que durante el instante $t = 1$ existe una sobreestimación de la disminución de demanda la cual es llevada a cabo por el uso de cargas de desplazamiento, desprendimiento y cargas de emergencia. Durante esa misma hora se da lugar a la carga de baterías y vehículos eléctricos. Al igual que el caso constante, no se realiza descarga de baterías durante este instante dado que se prefiere conservar los recursos para las horas posteriores.

Durante las horas $t = [2, 3]$ se tiene que efectuar una importante reducción de demanda, para lo cual se utilizan las baterías que no fueron utilizadas durante la hora $t = 1$. Esta reducción es acompañada del uso de cargas de desplazamiento y cargas de desprendimiento.

Durante la hora $t = 4$ la señal de tracking se encuentra por sobre el perfil de demanda lo que hace que se tenga que aumentar el consumo. Esto se lleva a cabo a través de la carga de baterías, vehículos eléctricos y cargas de desplazamiento que aumentan consumo. La carga realizada durante la hora $t = 4$ es aprovechada durante las horas $t = [5, 6]$. En ambas horas se reduce el nivel de demanda por debajo de lo establecido por la señal de tracking, para luego compensar con otros tipos de carga. En el caso de la hora $t = 5$, el aumento se produce por la carga de vehículos eléctricos que deben cumplir con los requisitos mínimos de carga. En el caso de la hora $t = 6$, el aumento es debido a la relocalización de las cargas desplazables utilizada durante las horas previas.

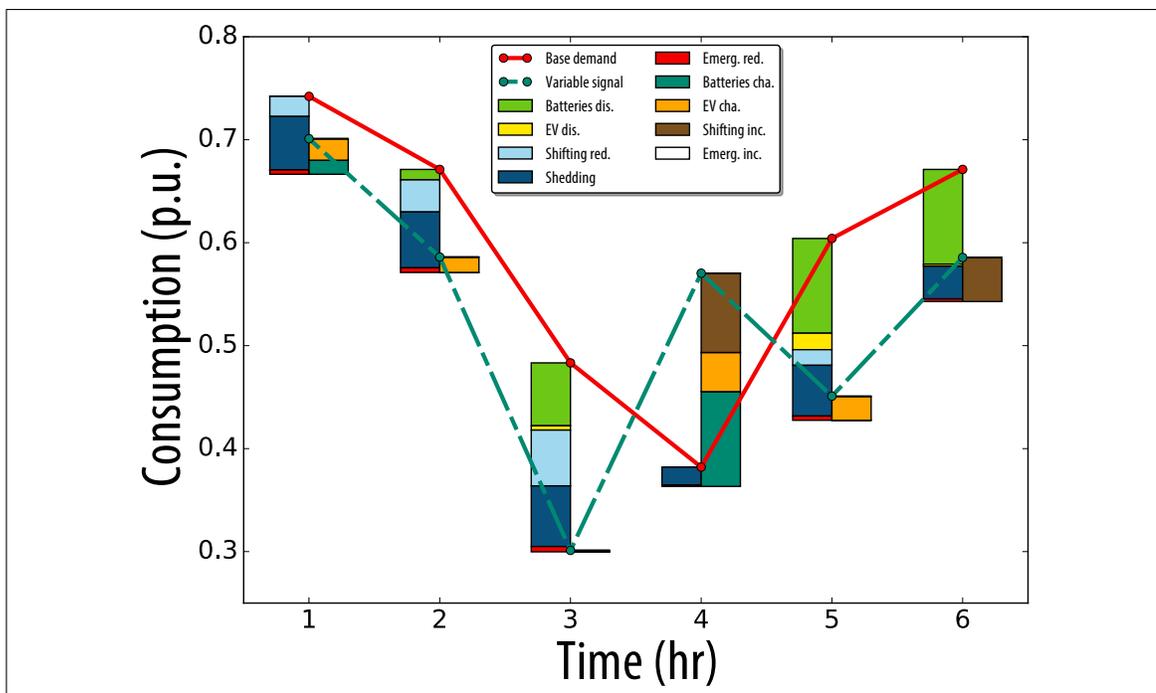


Figura 6.6. Distribución de uso de cargas. Señal de tracking variable, fase c.

6.2. Esquemas Centralizados v/s Distribuidos

En esta sección se presentan dos casos de estudio. Los objetivos son mostrar la efectividad del esquema propuesto para resolver problemas de límites técnicos y comparar el desempeño de la propuesta respecto a su equivalente centralizado y distribuido con uso de señales iguales.

6.2.1. Evento de Bajo Voltaje

Durante la implementación de la solución entregada durante el estado seguro, un evento de bajo voltaje es detectado en el nodo 20. La información del consumo de cada usuario es recolectada y se entrega al problema de factibilidad técnica, el cual calcula la contribución marginal de los usuarios al problema técnico (S-Fact), cuyos valores son mostrados en la figura 6.7a. Como se puede apreciar, los valores más altos se encuentran en la vecindad del nodo en conflicto. Señales incentivando cambios en los patrones de consumo son enviadas a los usuarios, quienes reducen o incrementan su consumo dependiendo de la magnitud del incentivo. La figura 6.7b muestra en color rojo aquellos usuarios que reducen su consumo con el objetivo de superar el problema técnico, mientras que en color verde se ilustran los usuarios que aumentan su demanda para mantener el seguimiento de la señal de tracking.

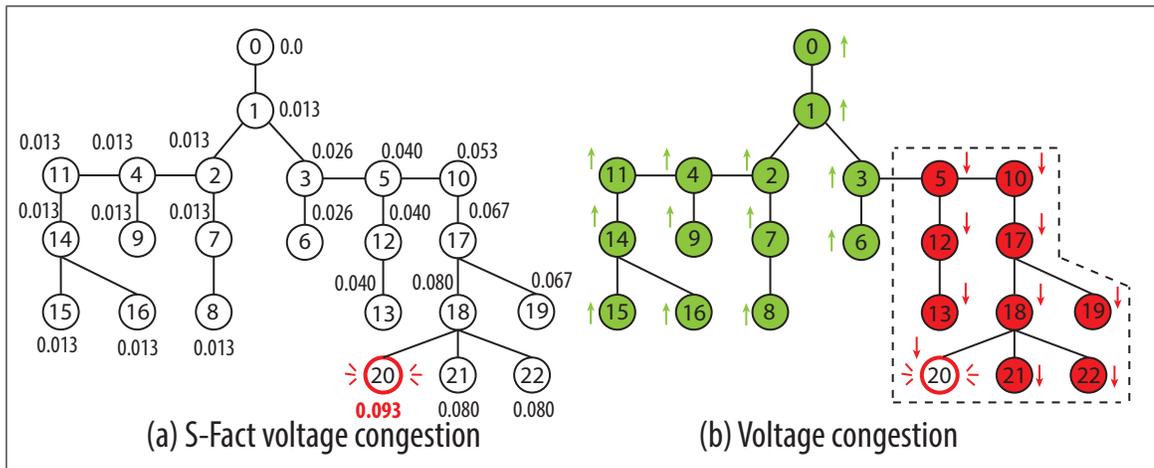


Figura 6.7. Valores de los S-Factor y reacción de los usuarios asociados al evento de bajo voltaje.

La figura 6.8 muestra la variación de cargas en la fase a durante la hora $t = 1$ para los tres esquemas considerados. Estos valores corresponden al incremento o disminución de cada tipo de carga necesario para resolver el problema técnico, manteniendo a su vez el seguimiento de la señal de tracking.

Los usuarios ubicados en los nodos rojos reducen su demanda haciendo uso de la descarga de baterías, vehículos eléctricos, cargas desplazables de reducción de consumo y cargas desprendibles. Los usuarios localizados en los nodos verdes aumentan su consumo haciendo uso de la carga de baterías, vehículos eléctricos y cargas desplazables de aumento de consumo, al mismo tiempo que reducen la descarga de las baterías, las cargas desplazables de reducción y las desprendibles.

En el caso de los usuarios que reducen su consumo, la carga que más varía corresponde a la de desplazamiento que reduce consumo, seguido de las baterías, cargas desprendibles y finalmente los vehículos eléctricos. A pesar que las baterías son las cargas menos penalizadas en la función objetivo en conjunto con los vehículos eléctricos, no representan las mayores reducciones de consumo debido a la restricción de descarga máxima la cual limita la potencia que pueden abastecer para contribuir a la resolución del problema técnico.

Es posible notar que los tres esquemas muestran comportamientos relativamente similares en cuanto a la variación de las cargas, sin embargo los modelos distribuidos tienden a sobre estimar el uso de algunos tipos de recursos.

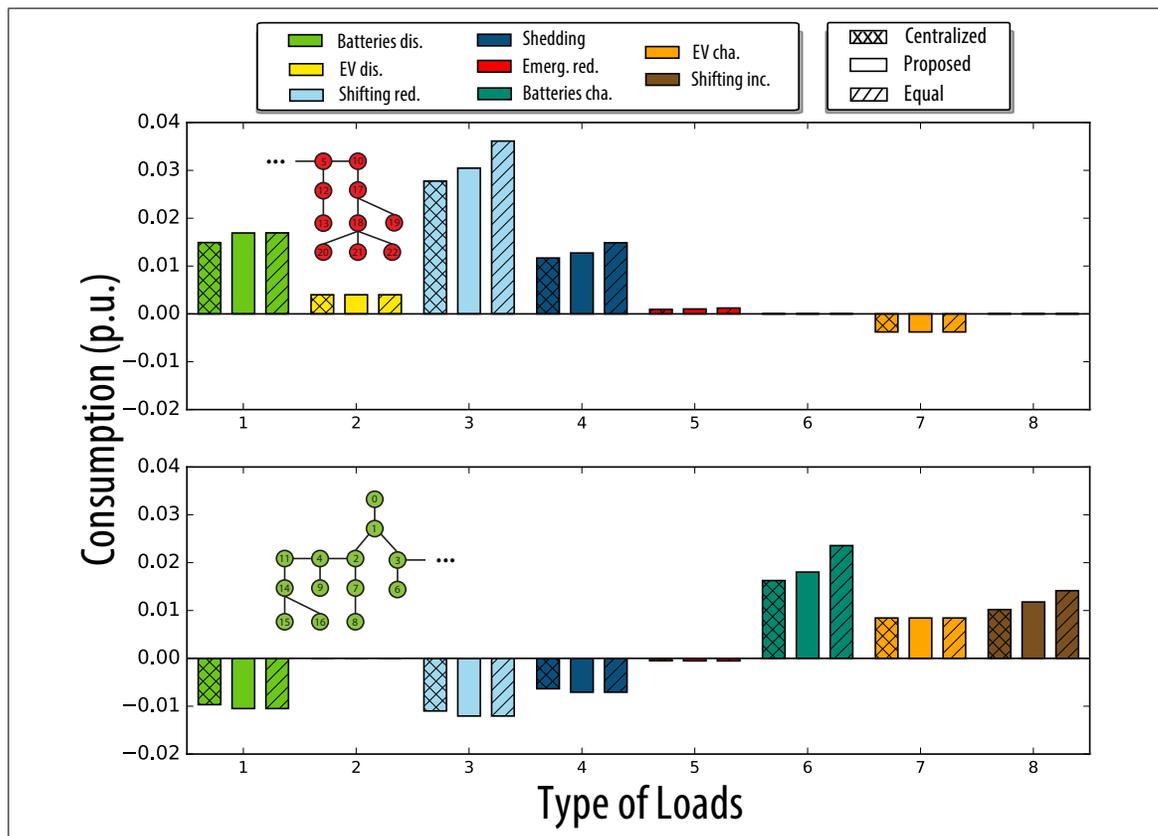


Figura 6.8. Variación de cargas desde el estado sin congestión hasta la resolución del problema de bajo voltaje.

La tabla 6.2 muestra la disutilidad adicional en que se debe incurrir para lograr resolver el problema técnico. Los valores se detallan en base al tipo de carga, el esquema de *demand response* y si el usuario pertenece al grupo de aquellos que disminuyen o aumentan su consumo (nodos rojos o verdes).

Respecto a los usuarios ubicados en los nodos rojos, la carga que representa mayor disutilidad corresponde a las cargas desplazables seguido de las cargas desprendibles, las

cuales a pesar de variar menos en términos de consumo que las baterías, tienen una penalización más alta.

La acción que presenta mayor penalización en los nodos verdes corresponde a la carga de vehículos eléctricos, ya que los vehículos ubicados en los nodos 0, 1, 4 y 9 deben cumplir con el requisito de nivel de carga mínima al final de la hora $t = 6$. Si bien el conjunto de las 13 baterías asociadas a los nodos verdes presentan un aumento de demanda agregada superior que los EVs, cada vehículo alcanza niveles de uso mayores, lo que se acentúa la disutilidad por el uso de cada vehículo eléctrico.

Tabla 6.2. Disutilidad adicionales incurridas por los esquemas de demand response para la resolución del problema técnico de bajo voltaje, hora $t = 1$, caso de señal suavizada.

	Cen. S. (m) red nodes	DR.S. (m) red nodes	Eq. S. (m) red nodes	Cen. S (m) green nodes	DR. S. (m) green nodes	Eq. S. (m) green nodes
Bat. dis.	+0.283	+0.335	+0.335	-0.043	-0.050	-0.050
Ev. dis.	+0.047	+0.047	+0.047	0.0	0.0	0.0
Shift. red.	+2.061	+2.208	+2.591	-0.131	-0.137	-0.137
Shedding	+1.215	+1.293	+1.478	-0.130	-0.139	-0.139
Emer. red.	+0.095	+0.103	+0.122	-0.010	-0.011	-0.011
Bat. cha.	0.0	0.0	0.0	+0.186	+0.150	+0.256
Ev. cha.	-0.042	-0.042	-0.042	+0.298	+0.298	+0.298
Shift. inc.	0.0	0.0	0.0	+0.135	+0.129	+0.187
Emer. inc.	≈ 0.0	≈ 0.0	≈ 0.0	+0.002	+0.002	+0.003
Total Diss.	+3.662	+3.946	+4.534	+0.301	+0.241	+0.406

La disutilidad adicional total en la que incurre el esquema centralizado por resolver el problema técnico es la suma de las disutilidades de cada tipo de carga, para todos los usuarios involucrados, lo que corresponde a 3.963 (m). El esquema propuesto alcanza un

valor de 4.187 (m), mientras que el modelo de iguales incentivos lo hace con una disutilidad de 4.940 (m), lo que corresponde a un 5.6 % y un 24.6 % de incremento respecto del valor centralizado respectivamente.

6.2.2. Congestión de Corriente

En este caso de estudio se detecta una congestión en la línea 11-14 dentro de una red enmallada. La figura 6.9a muestra los S-Fact calculados por el problema de factibilidad técnica. Es posible notar que los nodos 4, 9 y 11, presentan valores negativos lo que sugiere que un incremento en el consumo de los usuarios ubicados en estos nodos generará una reducción en el flujo de corriente que fluye a través de la línea saturada. La figura 6.9b muestra en verde aquellos usuarios que incrementan su demanda y en rojo aquellos que la disminuyen.

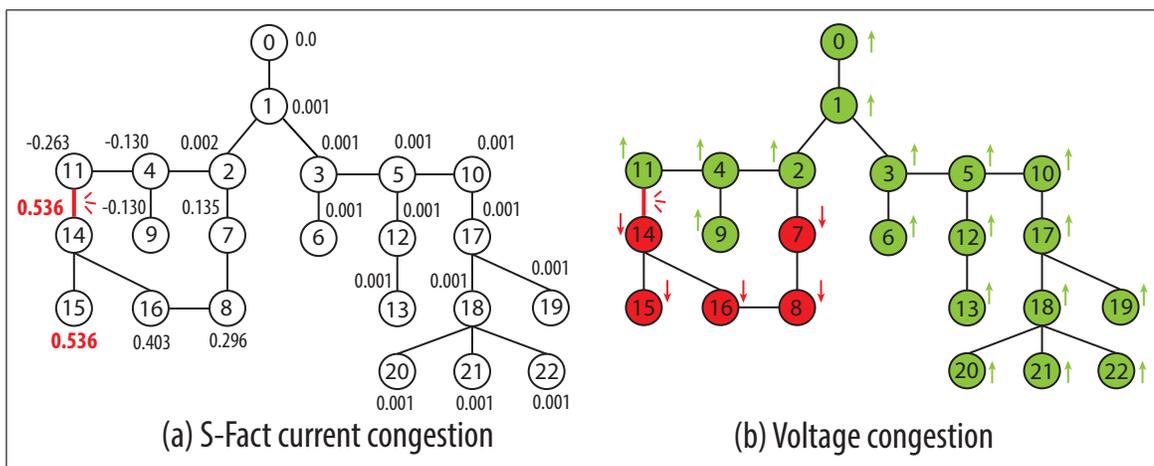


Figura 6.9. Valores de los S-Fact y reacción de los usuarios asociados al evento de congestión de línea.

La figura 6.10 muestra la variación de cargas en la fase a durante la hora $t = 1$ para los tres esquemas considerados. Es posible apreciar que la distribución de cargas para resolver el problema técnico es similar al visto en el caso del evento de bajo voltaje en el nodo 20 mostrado en la figura 6.8, sin embargo difiere en algunos aspectos.

En relación a los nodos rojos, las cargas que incrementan más su uso son las desplazables, seguido de las baterías y las cargas de desprendimiento. El aumento de uso de estos dos últimos recursos es similar entre sí, lo que se debe a que sólo cinco usuarios (7, 8, 16, 14 y 15) están comprometidos con la reducción de demanda, a diferencia del caso de bajo voltaje en el que diez usuarios reaccionaban (5, 10, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 21, 22) por lo que existía mayor disponibilidad de baterías.

Respecto a los nodos verdes, el aumento de consumo es mayormente impulsado por el aumento de la carga de baterías, seguido por la carga de los vehículos eléctricos y las cargas de desplazamiento. Estas dos últimas cargas presentan aumentos en los niveles de uso similares entre sí, a diferencia del caso de bajo voltaje en el que las cargas de desplazamiento superaban a los EV. Esto se debe a que dentro de los nodos en verde existe mayor disponibilidad de vehículos eléctricos por lo que se prefiere hacer uso de estos recursos en lugar de utilizar las cargas desplazables que suponen una mayor penalización.

Finalmente, es posible notar que la variación del uso de cargas para la descongestión de la línea 11-14 es menor a la variación vista para la resolución del problema de bajo voltaje del nodo 20. Esto se debe en parte a que la magnitud de los S-Fact para la congestión de la línea son del orden de 10^{-1} , mientras que para el caso de bajo voltaje son del orden de 10^{-2} . Lo anterior sugiere que la variación de consumo activo de los usuarios genera un impacto mayor en los flujos a través de las líneas más que en los niveles de tensión en los nodos.

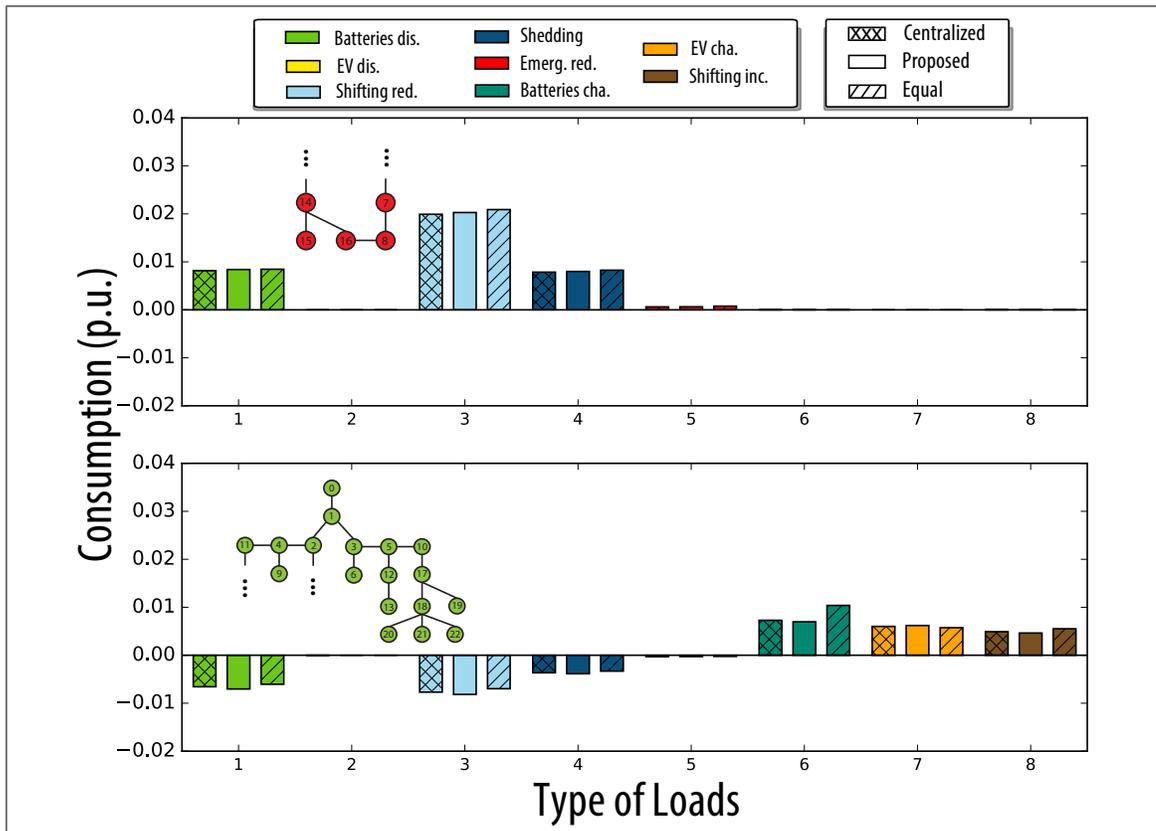


Figura 6.10. Variación de cargas desde el estado sin congestión hasta la resolución del problema de congestión de línea.

La tabla 6.3 muestra la disutilidad agregada adicional en que se debe incurrir para lograr resolver la congestión de corriente manteniendo el seguimiento de la señal de tracking.

En relación a los usuarios ubicados en los nodos rojos, es posible notar que el mayor valor de disatisfacción lo presentan las cargas de desplazamiento, seguido de las cargas de desprendimiento y la descarga de baterías, lo que es similar a lo mostrado en el caso de bajo voltaje.

Nótese que a pesar de que baterías y cargas desprendibles presentan niveles de uso similares, la disatisfacción de las cargas desprendibles 0.918 (m) es un poco más de tres veces el valor asociado a las baterías 0.283 (m).

En esta oportunidad no se hace uso de la descarga de vehículos eléctricos debido a que no existe disponibilidad para estos usuarios durante la hora $t = 1$.

Respecto a los usuarios ubicados en los nodos verdes, la mayor disatisfacción está asociada nuevamente a la carga de los vehículos eléctricos, quienes hacen un mayor uso de la carga de estos recursos para poder cumplir con sus requerimientos de estado de carga mínimo.

Tabla 6.3. Disutilidades adicionales incurridas por los esquemas de demand response para la resolución del problema de congestión de línea, hora $t = 1$, caso de señal suavizada.

	Cen. S. (m) red nodes	DR.S. (m) red nodes	Eq. S. (m) red nodes	Cen. S (m) green nodes	DR. S. (m) green nodes	Eq. S. (m) green nodes
Bat. dis.	+0.159	+0.166	+0.167	-0.045	-0.047	-0.041
Ev. dis.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Shift. red.	+1.736	+1.778	+1.778	-0.123	-0.130	-0.112
Shedding	+0.918	+0.939	+0.946	-0.102	-0.108	-0.092
Emer. red.	+0.070	+0.072	+0.088	-0.008	-0.008	-0.007
Bat. cha.	0.0	0.0	0.0	+0.128	+0.122	+0.215
Ev. cha.	0.0	0.0	0.0	+0.194	+0.199	+0.186
Shift. inc.	0.0	0.0	0.0	+0.119	+0.107	+0.121
Emer. inc.	0.0	0.0	0.0	+0.002	+0.002	+0.003
Total Diss.	+2.884	+2.957	+2.981	+0.165	+0.136	+0.273

La disutilidad adicional total en la que incurre el esquema centralizado por resolver la congestión de la línea corresponde a 3.049 (m). El esquema propuesto lo logra con un valor de 3.093 (m), mientras que el modelo de iguales incentivos lo hace con registro de 3.254(m), lo que representa un incremento de 1.4 % y un 6.7 % en relación al valor centralizado, respectivamente.

La experiencia de congestión de línea también se realizó para una red radial y se comprobó que, desde el punto de vista de la disutilidad adicional generada por la resolución del problema técnico, no existen mayores diferencias entre usar el esquema propuesto y el esquema de iguales incentivos. Esto se debe a que los factores S en sistemas radiales son similares entre sí, lo que sugiere que para este tipo de congestiones, basta con incentivar una reducción pareja de consumos en aquellos usuarios ubicados aguas abajo de la línea en conflicto.

6.3. Desempeño de Algoritmos Distribuidos

El esquema propuesto fue implementado usando tanto el algoritmo de subgradiente como el ADMM. Si bien ambos métodos mostraron iguales resultados respecto a la operación de las cargas, sus tiempos de convergencia difirieron. La tabla 6.4 muestra el número de iteraciones durante el estado seguro y durante los eventos de voltaje y corriente mostrados en los apartados anteriores para las señales de tracking aplicadas en cada fase.

Tabla 6.4. Número de iteraciones y tiempos de resolución bajo los algoritmos de subgradiente y ADMM.

Subgradient	Smooth	Constant	Variable	Most Dem. Case (sec.)
Safe State	13	41	49	13.8
Undervoltage event	38	65	56	18.3
Current Congestion	21	28	29	8.17
ADMM	Smooth	Constant	Variable	Most Dem. Case (sec.)
Safe State	62	159	189	53.2
Undervoltage event	201	245	207	69.1
Current Congestion	152	199	203	57.2

En general es posible notar que las señales de tracking constante y variables presentan mayor número de iteraciones que el caso suavizado para ambos algoritmos. Respecto a los casos en los que se implementó el método de ADMM, se puede mencionar que en todas las categorías, los tiempos de convergencia fueron mayores a los registrados por los casos donde se empleó el método de subgradiente.

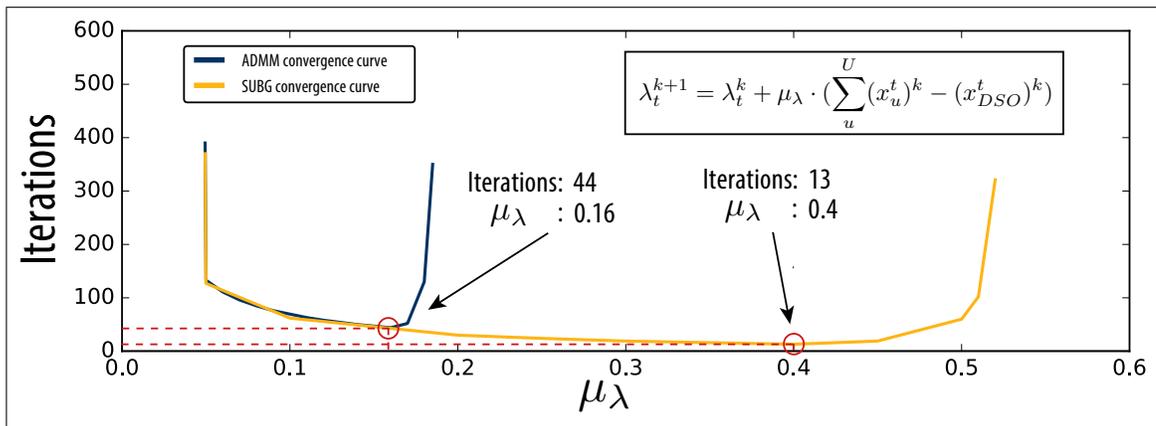


Figura 6.11. Curvas de convergencia para el método de Subgradiente y ADMM durante el estado seguro.

La figura 6.11 muestra las curvas de convergencia para la implementación de los métodos de Subgradiente y ADMM, cuando no se detectan problemas técnicos en la red eléctrica. El objetivo es mostrar la sensibilidad de la convergencia ante distintos valores del parámetro $\mu\lambda$. Es posible notar que la curva del subgradiente se encuentra por debajo de la curva de ADMM (coincidiendo para algunos valores del parámetro sensibilizado) y presenta un rango más amplio dentro del cual el algoritmo converge antes de las 100 iteraciones.

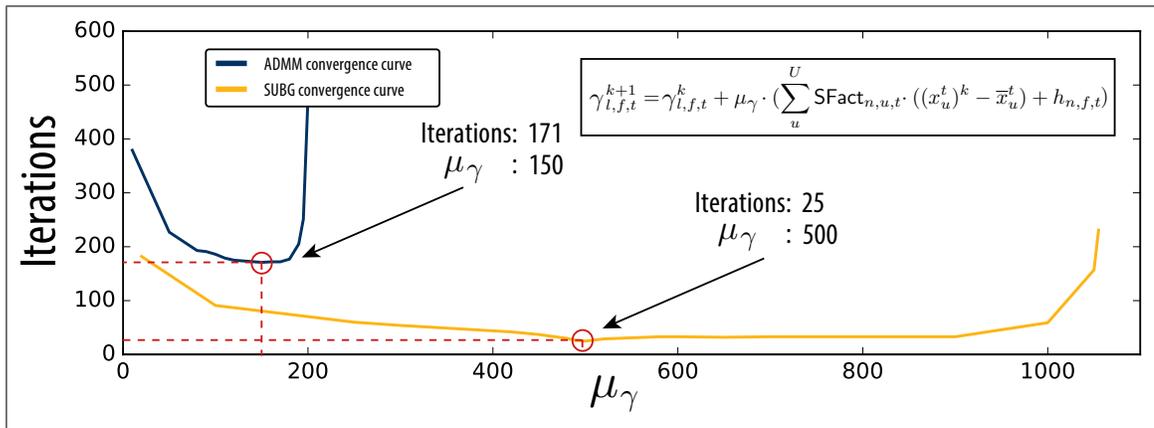


Figura 6.12. Curvas de convergencia para el método de Subgradiente y ADMM durante el estado de emergencia. Evento de bajo voltaje.

La figura 6.12 muestra las curvas de convergencia para ambos métodos, cuando se considera el evento de bajo voltaje en el nodo 20. En esta oportunidad se busca mostrar la sensibilidad de la convergencia para distintos valores del parámetro μ_γ . Al igual que el caso anterior se aprecia que la curva del subgradiente se encuentra por debajo de la curva de ADMM y también presenta un rango más amplio dentro del cual el algoritmo converge antes de las 100 iteraciones. En esta oportunidad, no existe un calce entre ambas curvas, a diferencia de lo ocurrido en la experiencia antes mostrada.

Los resultados obtenidos muestran la ventaja del método de subgradiente por sobre el algoritmo de ADMM para resolver el problema en un menor número de iteraciones, pero también revelan una mayor holgura al momento de seleccionar valores para los parámetros μ_λ y μ_γ . Estas conclusiones son consistentes con lo establecido en Boyd et al. (2011) en donde se señala que el método de ADMM presenta baja convergencia cuando se requiere de una alta precisión.

Otro aspecto a mencionar es que una eventual implementación del método de ADMM requiere que cada usuario tenga información sobre la demanda del resto de los consumidores para resolver su propio problema de optimización, tal como se mostró en la sección

5.4, lo que en la práctica implicaría un sistema de comunicación más complejo en relación a la implementación del método de subgradiente.

6.4. Caso de Múltiples Problemas Técnicos

El siguiente caso de estudio muestra como opera el esquema propuesto cuando múltiples congestiones son detectadas en la red eléctrica. Esta experiencia se implementa en una red radial en la que los estados de carga iniciales de las baterías y los vehículos eléctricos son nulos. Una vez implementada la solución obtenida durante el estado seguro, el valor del flujo de corriente a través de la línea 1-2 es 0.298 p.u., mientras que el valor máximo admisible es 0.28 p.u. A su vez, el valor de voltaje registrado para el nodo 20 es de 0.977 p.u., mientras que su valor mínimo admisible es 0.98 p.u.

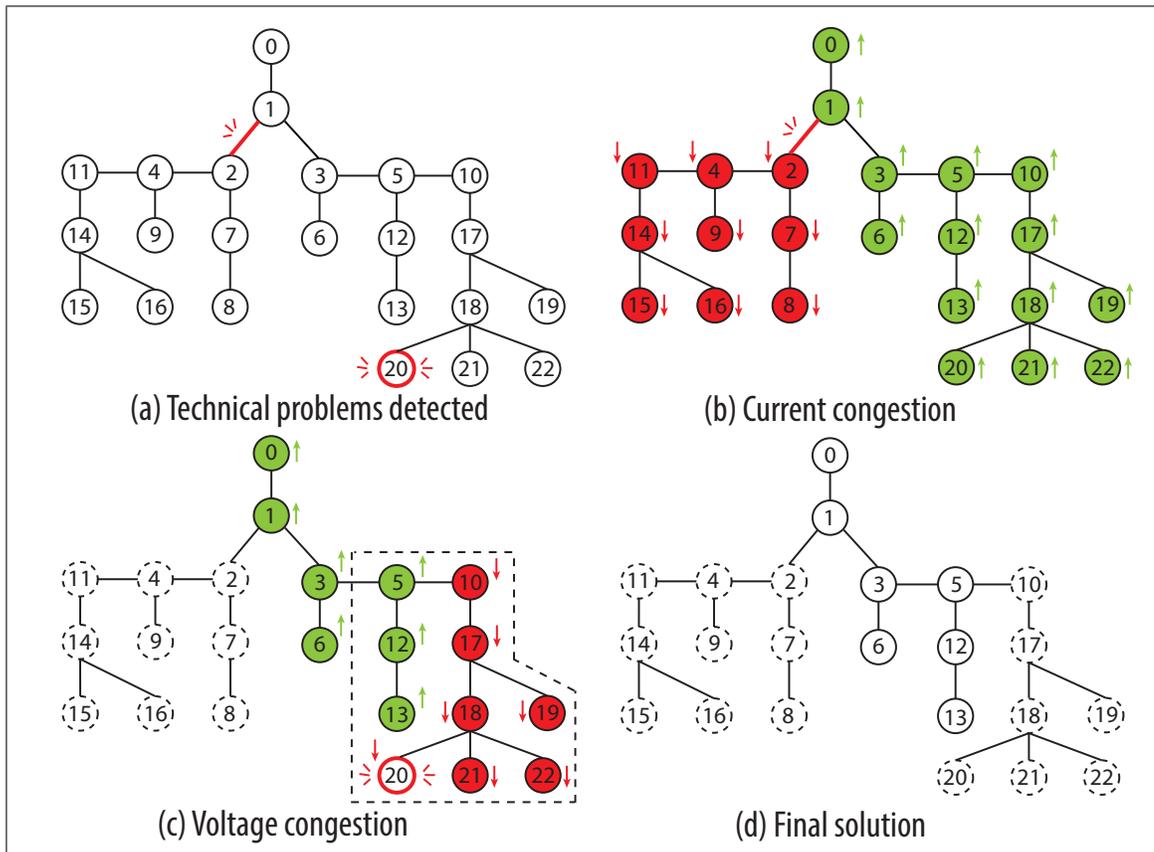


Figura 6.13. Proceso de resolución de problemas técnicos para el caso de múltiples eventos.

La figura 6.13 muestra las etapas del proceso de decongestión. Una vez que se implementa la propuesta obtenida durante el estado seguro, dos eventos de violación de límites técnicos son detectados, tal como muestra la figura 6.13a. Para su resolución se sigue un proceso secuencial en el que se soluciona un problema para luego resolver el siguiente. El primer problema técnico en ser resuelto es el exceso de corriente a través de la línea 1-2. A partir del análisis de los S-Fact obtenidos gracias a la resolución del problema de factibilidad técnica, se puede concluir que los usuarios que más contribuyen al flujo por la línea saturada son aquellos ubicados aguas abajo de la congestión. Estos consumidores se destacan en rojo en la figura 6.13b y son aquellos que disminuyen su consumo, mientras

que los usuarios ubicados en los nodos verdes aumentan su demanda con el objetivo de mantener el seguimiento de la señal de tracking.

En la figura 6.13c, los usuarios envueltos en la línea punteada (5, 10, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 21 y 22) son a quienes se les envían señales de decongestión para superar el evento de bajo voltaje dado que presentan mayores S-Fact, sin embargo sólo los usuarios en nodos rojos son aquellos que reducen su consumo. Nótese que los usuarios 5, 12 y 13, aún cuando son incentivados a reducir su consumo no lo logran, incluso incrementando su nivel de demanda.

Los usuarios en nodos verdes son los encargados de compensar la reducción de consumo. Nótese que los usuarios que ya participaron en la congestión de corriente previa no son considerados en esta etapa para evitar problemas técnicos adicionales. El proceso de decongestión finaliza cuando no se detectan otros problemas técnicos 6.13d.

Algunos de los valores de corriente y voltaje en elementos claves de la red eléctrica durante el proceso de decongestión son registrados en la tabla 6.5. Es posible notar que al final del procedimiento los valores de corriente en la línea 1-2 como el voltaje en el nodo 20 están dentro de los rangos seguros de operación.

Tabla 6.5. Evolución de corrientes y voltajes durante el proceso de descongestión de múltiples eventos, caso de señal de tracking suavizada.

Element	Normal Stage (p.u.)	Current Stage (p.u.)	Voltage Stage (p.u.)
Line 0-1	0.740	0.737	0.724
Line 1-2	0.298	0.274	0.274
Line 1-3	0.407	0.426	0.395
Node 15	0.982	0.983	0.983
Node 10	0.981	0.980	0.982
Node 20	0.977	0.976	0.980

La tabla 6.6 muestra los porcentajes de participación de cada usuario en la disminución o aumento agregado de consumo a través del proceso de descongestión. Durante la etapa en la que se resuelve el problema de congestión de corriente, se puede apreciar que los usuarios 2, 11, 14 y 15 tienen una participación cercana a un 11 %. Nótese que estos valores aumentan levemente conforme se avanza aguas abajo de la línea saturada. Esto tiene directa relación con la magnitud de los S-Fact que son enviados a cada usuario, los cuales presentan valores similares que se incrementan sutilmente conforme más alejado se está de la saturación. En esta etapa, la mayor compensación es realizada por los usuarios 1 y 20, quienes tienen disponibilidad de vehículos eléctricos durante la hora $t = 1$.

Durante la etapa de voltaje es posible apreciar que los usuarios 17, 18 y 20, presentan mayores y más variadas participaciones que en el caso de congestión de corriente, lo que se debe a que los S-Fact presentan mayor diferencia de magnitud entre sí. En esta etapa los usuarios 1, 5 y 12 son algunos de los encargados de realizar la compensación. Nótese como el usuario 1 presenta una participación de 26 % mientras que los usuarios 5 y 12, participan con solo un 0.73 % y 0.66 % respectivamente. Lo anterior se debe a que el usuario 1 no es incentivado a formar parte del proceso de reducción de consumo por lo que no recibe la señal de incentivo a diferencia de lo ocurrido con los usuarios 5 y 12.

Tabla 6.6. Evolución de los consumos de los usuarios durante el proceso de descongestión de múltiples eventos.

Users	Normal Stage (p.u.)	Current Stage (%)	Voltage Stage (%)	Final Sol. (%)	Dissat.(m)
Cons-2	0.0082	- 11.25	-	-3.51	0.356
Cons-11	0.0258	- 11.39	-	-3.56	0.359
Cons-14	0.0357	- 11.47	-	-3.58	0.360
Cons-15	0.0257	- 11.47	-	-3.57	0.361
Cons-1	0.0278	+ 9.32	+ 26.03	+24.68	0.615
Cons-5	0.0257	+ 6.74	+ 0.73	+2.74	0.066
Cons-12	0.0404	+ 6.72	+ 0.66	+2.68	0.067
Cons-10	0.0010	+ 2.62	- 1.19	-0.18	0.019
Cons-17	0.0555	+ 6.72	- 13.19	-8.94	0.867
Cons-18	0.0258	+ 6.72	- 19.22	-13.99	1.551
Cons-20	0.0278	+ 9.32	- 25.88	-18.75	1.891

Como se puede apreciar en la columna de solución final, los usuarios que representan una mayor proporción de los respectivos aumentos y disminuciones de consumo corresponden al usuarios 1 con un valor de +24.68 % y el usuario 20 con un registro de -18.75 %. Sus variaciones de consumo desde la etapa normal hasta la resolución del problema de bajo voltaje es de +0.0159 p.u. y -0.0123 p.u. Nótese además que las disutilidades asociadas corresponden a 0.615 (m) para el usuario 1 y 1.891 (m) para el usuario 20, lo que podría generar cierta disonancia respecto a los valores de variación de carga total. Estos resultados se explican debido a que el estado de carga de las baterías y vehículos eléctricos eran cero durante la hora de congestión, por lo que el usuario 1 puede utilizar estos recursos para aportar al seguimiento, a diferencia del usuario 20 que no cuenta con esta posibilidad.

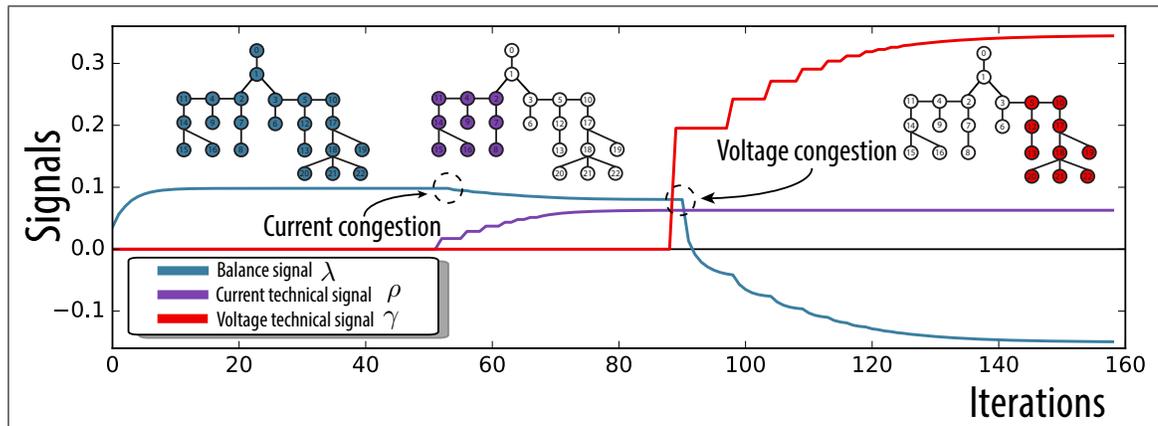


Figura 6.14. Comportamiento de incentivos durante el proceso de descongestión de múltiples eventos.

La figura 6.14 muestra las señales que son recibidas por un usuario promedio durante durante la hora $t = 1$ en la que ocurren los problemas técnicos. Si el usuario está involucrado en la congestión de corriente, recibe señales de incentivo de seguimiento (λ) y congestión (ρ). Si el usuario está involucrado en la congestión de voltaje, recibe señales (λ) y (γ). Finalmente, si el usuario sólo participa el proceso de compensación, recibe la señal λ . La convergencia del proceso se logra en la iteración 160 en la que las tres señales logran el estado estacionario, lo que implica que se logra una solución que es técnicamente factible.

7. IMPLEMENTACIÓN

El diagrama de tareas paralelas mostrado en la figura (7.1) da cuenta del comportamiento de los agentes en un mercado donde se aplica el esquema de *demand response* propuesto.

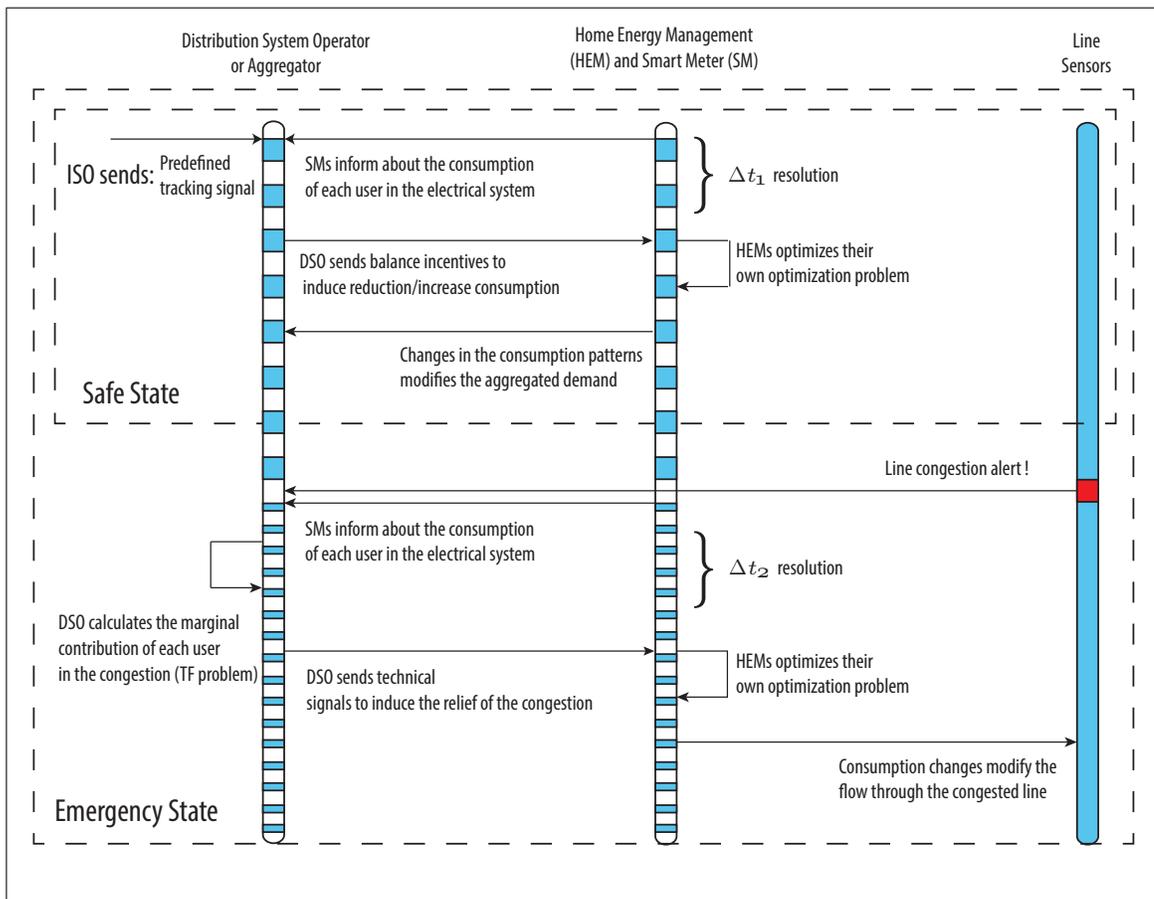


Figura 7.1. Diagrama de eventos y agentes participantes del esquema propuesto de *demand response*.

La secuencia comienza con la búsqueda de flexibilidad por parte de un operador independiente del sistema (ISO) que envía una señal de seguimiento a un operador del sistema de distribución o agregador, con el objetivo de que éste incentive un cambio en los patrones de consumo de los usuarios, obteniendo beneficios para la red eléctrica.

Estos incentivos corresponden a señales que son enviadas directamente al *home energy management* de cada usuario, los que se encargan de optimizar la programación de las cargas inteligentes durante una cierta ventana de tiempo. La reprogramación de cargas hace que el consumo se modifique a favor del seguimiento de la señal enviada por el ISO. Esta rutina se está dentro del estado seguro del sistema y se actualiza con una frecuencia Δt_1 .

Una vez que se detecta una señal de alerta debido a la ocurrencia de un evento de emergencia, por ejemplo, exceso de flujo de corriente a través de una línea, se entra en un estado de emergencia, en el que los usuarios entregan la información de sus consumos al DSO, quien calcula el aporte marginal de cada usuario en la congestión, haciendo uso del problema de factibilidad técnica. Estas contribuciones marginales, o S-Fact, son enviados al HEM de cada usuario, los cuales reprograman los despachos de las cargas aliviando el problema técnico. Durante esta etapa, aquellos usuarios con poca influencia en la congestión se encargan de mantener el seguimiento de la señal entregada por el ISO. Al encontrarse en un estado de contingencia, la frecuencia del proceso aumenta a Δt_2 para tener un mejor control de la situación. Una vez resuelto el evento de violación de límites técnicos se regresa al estado seguro de operación.

8. CONCLUSIONES

Este trabajo se centra en el diseño de un esquema de control para cargas inteligentes que están distribuidas a lo largo de una red trifásica de distribución. En particular, se propone un problema de factibilidad técnica capaz de cuantificar las contribuciones marginales que tiene el consumo activo en cada nodo sobre el elemento congestionado. De esta manera se puede atribuir un factor de participación y localización a cada usuario con el objetivo de aliviar los problemas técnicos ya sean de corriente o voltaje. Estos factores son utilizados para el desarrollo de expresiones lineales que pueden corregir los problemas técnicos a partir de la modificación de los consumos de los usuarios. Las principales conclusiones del trabajo son:

- El esquema propuesto resulta efectivo en cuanto a la corrección de estados de infactibilidad técnica tanto de corriente como de voltaje.
- Los resultados muestran que el caso más exigente desde el punto de vista de número de iteraciones o tiempo de convergencia, tanto para el método de subgradiente como para el ADMM, corresponde al evento de bajo voltaje cuando se emplea la señal constante. El método de subgradiente logra la convergencia en 18.3 segundos, mientras que el ADMM lo alcanza en 69.1 segundos, es decir más de tres veces el primer valor. Estos resultados respaldan una eventual implementación del modelo en mercados de tiempo real como una herramienta capaz de prestar servicios complementarios.
- Existe un menor perjuicio causado a los usuarios asociado al esquema propuesto en comparación con el esquema de iguales incentivos. Para el evento de bajo voltaje, el esquema propuesto presenta una diferencia de disatisfacción respecto al modelo centralizado de 5.6 % que está por debajo de los 24.6 % del modelo de iguales incentivos. Respecto a la congestión de línea, el esquema propuesto presenta una variación de 1.4 % mientras que el modelo de iguales incentivos un 6.7 %. Esta diferencia recae principalmente en el uso de señales personalizadas (S-Fact), en desmedro del uso de señales iguales para cada consumidor, lo que

sugiere que efectivamente existe un beneficio por incluir nociones de localización en los esquemas de respuesta de demanda.

- En base a la magnitud de los S-Fact se puede decir que el variar el consumo de potencia activa de los usuarios es un recurso que tiene mayor influencia en las congestiones de corriente más que en los niveles de voltaje en los nodos.
- Para congestiones de línea en una red radial se comprobó que, desde un punto de vista de la disatisfacción adicional, no existen mayores diferencias entre incentivar a los usuarios con señales personalizadas y señales equitativas, por lo que basta con promover una reducción pareja a los usuarios que se encuentren aguas abajo de la línea en conflicto.

9. TRABAJO FUTURO

La discusión sobre cómo modelar y coordinar los recursos de respuesta de demanda es un tema en desarrollo. Tanto en la literatura como en la industria, no existe consenso en la estructura de mercado en la que se deberían desenvolver los agentes, los tipos de contratos a los que puede adherir cada usuario o la forma en que se deben representar los cargas. Es por esto que existen varias directrices en las que se podrían seguir desarrollando aportes. Respecto a este trabajo, algunas posibles directrices son:

- Modelamiento más detallado de cargas: El objetivo de este apartado es poder representar fielmente el comportamiento de los electrodomésticos considerados en la optimización de cada usuario. En particular se podría indagar en la modelación con variables enteras. Un consumo interesante a considerar pueden ser las cargas HVAC (*Heating, ventilation, and air conditioning*), altamente utilizadas en zonas con climas extremos.
- Incorporar una etapa de *day-ahead*: Una alternativa es crear un mercado donde se programe el día anterior aquellos consumos que deben mantener un proceso continuo durante una determinada cantidad de horas y dejar para el mercado de *real-time* los consumos que no tenga estos requerimientos.
- Probar nuevos algoritmos de resolución: Buscar alternativas al método de subgradiente que permita obtener soluciones en menores tiempos de convergencia.
- Elaborar una metodología que permita realizar compensaciones de forma inteligente: En el esquema propuesto, todos aquellos usuarios que no participan directamente de un problema técnico, compensan a partir la misma señal lambda. Una posible directiz es crear una metodología que permita tener señales particulares para realizar estas compensaciones, al igual que los S-Fact en la resolución de problemas técnicos.
- Avanzar en el estudio de la propuesta en sistemas enmallados: Las redes enmalladas son cada vez más comunes debido a que permiten una mayor conexión entre los agentes y mejora la confiabilidad del sistema eléctrico. Tal como se aprecia en

la figura 3.3f, para un sistema enmallado, los factores S entregan una noción clara sobre el aporte que tienen los consumos de cada nodo sobre la congestión, lo cual no es evidente a simple vista y puede ser utilizado para aliviar problemas técnicos.

- Incorporar generación distribuida y otros elementos eléctricos: La formulación de Kersting en la que se basa este estudio permite la incorporación de elementos eléctricos como transformadores, capacitores, reactores, cambiadores de taps, entre otros. Una línea de estudio interesante es definir cómo se podría relacionar la operación de estos elementos con los recursos de *demand response*. De igual manera, la generación distribuida ya es una realidad en muchos sistemas eléctricos, por lo que su incorporación al esquema debería ser una de las prioridades de un eventual trabajo futuro.
- Simulación e implementación del modelo propuesto: El trabajo presente en este documento entrega una alternativa para poder explotar los recursos de *demand response*. En particular se desarrolla un algoritmo distribuido en el que los usuarios responden a dos tipos de señales, señal de balance y señales técnicas. Una de las directrices de esta investigación es testear el esquema propuesto en un sistema eléctrico de prueba que cuente con una red de sensores y consumos inteligentes que puedan ser controlados localmente por un HEM que responda a los dos tipos de señales mencionadas con anterioridad.

BIBLIOGRAFÍA

Boyd, S., Parikh, N., Chu, E., Peleato, B., Eckstein, J., y cols. (2011). Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers. *Foundations and Trends® in Machine Learning*, 3(1), 1–122.

Chen, L., Li, N., Low, S. H., y Doyle, J. C. (2010, Oct). Two market models for demand response in power networks. En *2010 first ieee international conference on smart grid communications* (p. 397-402).

Conejo, A. J., Morales, J. M., y Baringo, L. (2010, Dec). Real-time demand response model. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(3), 236-242.

Gatsis, N., y Giannakis, G. B. (2012, June). Residential load control: Distributed scheduling and convergence with lost ami messages. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2), 770-786.

Gkatzikis, L., Koutsopoulos, I., y Salonidis, T. (2013, July). The role of aggregators in smart grid demand response markets. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 31(7), 1247-1257.

Igualada, L., Corchero, C., Cruz-Zambrano, M., y Heredia, F. J. (2014, July). Optimal energy management for a residential microgrid including a vehicle-to-grid system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 2163-2172.

Kersting, W. (2016). *Distribution system modeling and analysis, third edition*. CRC Press. Descargado de <https://books.google.cl/books?id=SezRBQAAQBAJ>

Li, N., Chen, L., y Low, S. H. (2011, July). Optimal demand response based on utility maximization in power networks. En *2011 ieee power and energy society general meeting* (p. 1-8).

Mhanna, S., Chapman, A. C., y Verbič, G. (2016, July). A fast distributed algorithm for large-scale demand response aggregation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(4), 2094-2107.

Molzahn, D. K., Dörfler, F., Sandberg, H., Low, S. H., Chakrabarti, S., Baldick, R., y Lavaei, J. (2017). A survey of distributed optimization and control algorithms for electric power systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, PP(99), 1-1.

Nguyen, D. T., y Le, L. B. (2014, Jan). Joint optimization of electric vehicle and home energy scheduling considering user comfort preference. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 188-199.

Olivares, D. E., Cañizares, C. A., y Kazerani, M. (2014, July). A centralized energy management system for isolated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4), 1864-1875.

Parvania, M., Fotuhi-Firuzabad, M., y Shahidehpour, M. (2013, Dec). Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 4(4), 1957-1965.

Pinson, P., Madsen, H., y cols. (2014). Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 686–699.

Qdr, Q. (2006). Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them. *US Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep.*

Safdarian, A., Fotuhi-Firuzabad, M., y Lehtonen, M. (2014, Nov). A distributed algorithm for managing residential demand response in smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 10(4), 2385-2393.

Shi, W., Li, N., Xie, X., Chu, C. C., y Gadh, R. (2014, July). Optimal residential demand response in distribution networks. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 32(7), 1441-1450.

Tan, Z., Yang, P., y Nehorai, A. (2014, March). An optimal and distributed demand response strategy with electric vehicles in the smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2), 861-869.

Tsai, S. C., Tseng, Y. H., y Chang, T. H. (2017, May). Communication-efficient distributed demand response: A randomized admm approach. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(3), 1085-1095.

Tushar, M. H. K., Assi, C., Maier, M., y Uddin, M. F. (2014, Jan). Smart microgrids: Optimal joint scheduling for electric vehicles and home appliances. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), 239-250.

Ulbig, A., y Andersson, G. (2014, Aug). Analyzing operational flexibility of electric power systems. En *2014 power systems computation conference* (p. 1-8).

Vardakas, J. S., Zorba, N., y Verikoukis, C. V. (2015, Firstquarter). A survey on demand response programs in smart grids: Pricing methods and optimization algorithms. *IEEE Communications Surveys Tutorials*, 17(1), 152-178.

Wang, Q., y Hodge, B. M. (2017, Aug). Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: A review. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 13(4), 1652-1664.

ANEXOS

A. INPUT DATA

A.1. Demanda Base

Tabla A.1. Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase a.

Usuarios	Barra	Fase	Factor de Potencia	1	2	3	4	5	6
CONS0_a	NB0	a	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS1_a	NB1	a	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS2_a	NB2	a	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS3_a	NB3	a	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS5_a	NB5	a	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS6_a	NB6	a	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS7_a	NB7	a	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS8_a	NB8	a	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS12_a	NB12	a	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS13_a	NB13	a	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS4_a	NB4	a	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS9_a	NB9	a	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS11_a	NB11	a	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS15_a	NB15	a	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS21_a	NB21	a	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS22_a	NB22	a	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS10_a	NB10	a	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS17_a	NB17	a	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS20_a	NB20	a	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS19_a	NB19	a	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS27_a	NB27	a	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS24_a	NB24	a	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS25_a	NB25	a	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865

Tabla A.2. Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase b.

Usuarios	Barra	Fase	Factor de Potencia	1	2	3	4	5	6
CONS0.b	NB0	b	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS1.b	NB1	b	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS2.b	NB2	b	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS3.b	NB3	b	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS5.b	NB5	b	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS6.b	NB6	b	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS7.b	NB7	b	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS8.b	NB8	b	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS12.b	NB12	b	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS13.b	NB13	b	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS4.b	NB4	b	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS9.b	NB9	b	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS11.b	NB11	b	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS15.b	NB15	b	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS21.b	NB21	b	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS22.b	NB22	b	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS10.b	NB10	b	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS17.b	NB17	b	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS20.b	NB20	b	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS19.b	NB19	b	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS27.b	NB27	b	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS24.b	NB24	b	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS25.b	NB25	b	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865

Tabla A.3. Demanda base de los usuarios pertenecientes a la fase c.

Usuarios	Barra	Fase	Factor de Potencia	1	2	3	4	5	6
CONS0.c	NB0	c	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS1.c	NB1	c	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS2.c	NB2	c	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS3.c	NB3	c	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS5.c	NB5	c	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS6.c	NB6	c	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS7.c	NB7	c	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS8.c	NB8	c	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS12.c	NB12	c	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS13.c	NB13	c	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS4.c	NB4	c	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS9.c	NB9	c	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS11.c	NB11	c	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS15.c	NB15	c	0.8	0.0396	0.03582	0.025788	0.02038176	0.032235	0.03582
CONS21.c	NB21	c	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS22.c	NB22	c	0.85	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS10.c	NB10	c	1	0.00198	0.001785	0.001284	0.00101808	0.001605	0.001785
CONS17.c	NB17	c	0.95	0.0594	0.053715	0.038676	0.03058272	0.048345	0.053715
CONS20.c	NB20	c	0.9	0.044352	0.04011	0.028884	0.0228312	0.036105	0.04011
CONS19.c	NB19	c	1	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS27.c	NB27	c	0.9	0.01188	0.01074	0.00774	0.00611856	0.009675	0.01074
CONS24.c	NB24	c	0.8	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865
CONS25.c	NB25	c	0.85	0.0297	0.026865	0.019344	0.01529136	0.02418	0.026865

A.2. Parámetros de Baterías

Tabla A.4. Parámetros de las baterías usados para las simulaciones de problemas técnicos de voltaje y corriente, fase a, b y c.

Usuarios	Nombre de Batería	SoC Inicial	SoC Mínima	SoC Max	Carga Max	Descarga Max	Eficiencia in	Eficiencia out
CONS0_a/b/c	Bat1	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS1_a/b/c	Bat2	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS2_a/b/c	Bat3	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS3_a/b/c	Bat4	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS5_a/b/c	Bat5	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS6_a/b/c	Bat6	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS7_a/b/c	Bat7	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS8_a/b/c	Bat8	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS12_a/b/c	Bat9	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS13_a/b/c	Bat10	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS4_a/b/c	Bat11	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS9_a/b/c	Bat12	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS11_a/b/c	Bat13	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS15_a/b/c	Bat14	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS21_a/b/c	Bat15	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS22_a/b/c	Bat16	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS10_a/b/c	Bat17	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS17_a/b/c	Bat18	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS20_a/b/c	Bat19	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS19_a/b/c	Bat20	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS27_a/b/c	Bat21	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS24_a/b/c	Bat22	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1
CONS25_a/b/c	Bat23	0.0025	0	0.02	0.004	0.004	1	1

A.3. Parámetros de Vehículos Eléctricos

Tabla A.5. Parámetros de los vehículos eléctricos usados para las simulaciones de problemas técnicos de voltaje y corriente, fase a, b y c.

Usuarios	Nombre de EV	Hora llegada	Hora salida	SoC llegada	SoC Salida	SoC Min	SoC Max	Carga Max	Descarga Max	Eficiencia in	Eficiencia out	tiempo detenido
CONS0_a/b/c	EV1	1	7	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	6
CONS1_a/b/c	EV2	1	6	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	5
CONS2_a/b/c	EV3	8	17	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS3_a/b/c	EV4	4	11	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS5_a/b/c	EV5	2	11	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS6_a/b/c	EV6	15	22	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS7_a/b/c	EV7	18	23	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	5
CONS8_a/b/c	EV8	16	24	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	8
CONS12_a/b/c	EV9	17	24	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS13_a/b/c	EV10	13	22	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS4_a/b/c	EV11	1	7	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	6
CONS9_a/b/c	EV12	1	6	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	5
CONS11_a/b/c	EV13	8	17	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS15_a/b/c	EV14	4	11	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS21_a/b/c	EV15	2	11	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS22_a/b/c	EV16	15	22	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS10_a/b/c	EV17	18	23	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	5
CONS17_a/b/c	EV18	16	24	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	8
CONS20_a/b/c	EV19	17	24	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	7
CONS19_a/b/c	EV20	13	22	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9
CONS27_a/b/c	EV21	1	7	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	6
CONS24_a/b/c	EV22	1	6	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	5
CONS25_a/b/c	EV23	8	17	0.002	0.016	0	0.02	0.004	0.004	1	1	9

A.4. Parámetros de Líneas

