

Flexibilidad ascendente

La raíz de la coordinación de las fuentes de energía distribuida

Elecciones de la sociedad

Conozca a los candidatos

Primeros desafíos

Protección ante cortocircuitos



CYME power engineering software and solutions for grid modernization



Standing behind thousands of T&D projects worldwide

Power Engineering Software and Solutions

Eaton's extensive line of CYME power engineering software features advanced analytics for transmission, distribution and industrial electric power systems. Our solutions include data integration, turnkey automation projects and software training.

CYME empowers engineers to tackle modern-day challenges:

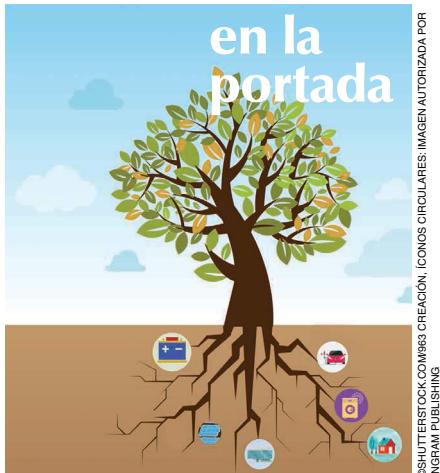
- Electrical assets and capital expenditure optimization
- Distributed energy resources analysis such as hosting capacity and impact studies
- System planning using peak demand or hourly forecasts
- Power quality and reliability improvement
- Low-voltage secondary network and radial secondary distribution studies
- Ampacity and temperature rise calculations for power cable installations
- Protection schemes evaluation
- Design and optimization of substation grounding grids
- Data extraction from GIS and other enterprise systems
- Tailored solutions for business process automation



Powering Business Worldwide

Contact us today to schedule a software demonstration or to learn more about our solutions.

1-450-461-3655 1-800-361-3627 cymeinfo@eaton.com
www.eaton.com/cyme



©SHUTTERSTOCK.COM/B63 CREACIÓN, ICONOS CIRCUVIAFES. IMAGEN AUTORIZADA POR INGRAM PUBLISHING

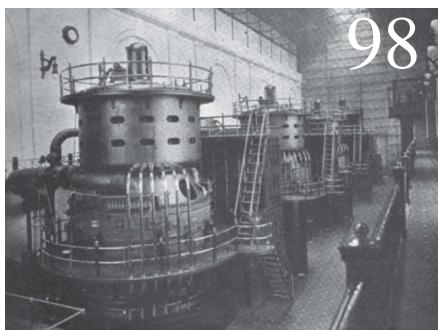


©SHUTTERSTOCK.COM/SIRA ANAMWONG

presenta

- 18 **La flexibilidad de la carga doméstica de vehículos eléctricos**
Por Esther Dudek
- 32 **Cómo aprovechar todo el potencial de la energía limpia**
Por Vahid Mehr, Salman Kahrobaee y Manuel Avendaño
- 47 **Manejo de la congestión de la red**
Por Archie Chapman, Andrew Fraser, Laura Jones, Heather Lovell, Paul Scott, Sylvie Thiébaut y Gregor Verbić

- 59 **Servicios de la red y el mercado desde el límite**
Por Michael Z. Liu, Luis (Nando) Ochoa, Shariq Riaz, Pierluigi Mancarella, Tian Ting, Jack San y John Theunissen
- 71 **Agregando almacenamiento de la energía distribuida**
Por Ning Zhang, Haiyang Jiang, Yaowang Li, Pei Yong, Mingxuan Li, Huan Zhu, Song Ci y Chongqing Kang
- 84 **Flexibilidad a partir de fuentes de energía distribuida en sistemas multienergéticos**
Por Regine Belhomme, Edoardo Corsetti, Christoph Gutschi, Kris Kessels, Ana Virág, Meysam Qadrani, Xiandong Xu, Hailong Li y Jakub Jurasz



Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3074690

columnas y departamentos

- 4 Voz de los editores
- 11 Esquina del líder
- 16 Editorial invitada
- 98 Historia
- 107 Noticias de la sociedad
- 115 Premios
- 118 Calendario
- 123 En mi opinión

Contentos

Editor en Jefe

Steve Widergren
pem-eic@ieee.org

Editor en jefe anterior inmediato

Michael Henderson

Editores Asociados

John Paserba, *Historia*
Antonio Conejo, Ning Lu, Barry Mather, *Ediciones*
Jianhui Wang, *Presentaciones*

Editora Asistente

Susan O'Bryan

Consejo Editorial

L. Barroso, J. Feltes, N. Hatzigaryiou, T. Hong,
B. Johnson, B. Kroposki, D. Lew, M. Miller,
D. Novosel, M. O'Malley, N. Ochoa, A. Orths,
C.E. Root, H. Rudnick, J.C. Smith,
E. Uzunovic, S.S. Venkata

Consejo Editorial en español

Enrique Tejera, *Editor en jefe*
Editores: M. Baquedano, J. Cerdá, G. González

Publicidad

Erik Henson, Naylor Association Solutions
+1 352 333 3443, fax: +1 352 331 3525
ehenson@naylor.com

Departamento de publicaciones periódicas y revistas del IEEE

445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 EE. UU.
Geraldine Krolik-Taylor, *Directora de Redacción*
Janet Duder, *Directora Artística*
Gail A. Schnitzer, *Directora Artística Asociada*
Theresa L. Smith, *Coordinadora de Producción*
Felicia Spagnoli, *Gerente de Producción Publicitaria*
Peter M. Tuohy, *Director de Producción*
Kevin Lisankie, *Director de Servicios Editoriales*
Dawn M. Melley, *Directora senior, Operaciones de Edición del IEEE*

El IEEE prohíbe la discriminación, el hostigamiento y el acoso. Para obtener más información, visite <http://www.ieee.org/web/aboutus/whatis/policies/p9-20.html>.



Certified Chain of Custody
Promoting Sustainable Forestry
www.siprограма.org
SFI-0181

POWER & ENERGY SOCIETY (PES) DEL IEEE

La Power & Energy Society del IEEE es una organización de miembros del IEEE cuyo interés principal es el avance de la ciencia y la práctica de producción, transmisión, distribución y utilización de la potencia eléctrica. Todos los miembros del IEEE son elegibles para ser miembros de la Sociedad. **Declaración de misión:** Ser el proveedor líder de información científica y de ingeniería sobre potencia eléctrica y energía para la mejora de la sociedad y la fuente preferida de desarrollo profesional para nuestros miembros.

Junta de Directores

F. Lambert, Presidente
J. Bian, Presidente electo
M. Armstrong, Vicepresidente, Capítulos
V. Vital, Vicepresidente, Actividades Técnicas
B. Enayati, Vicepresidente, Educación
B. Pal, Vicepresidente, Publicaciones
W. Bishop, Vicepresidente, Reuniones
J. Romero Agüero, Vicepresidente, Membresía e Imagen
S. Bahramirad, Vicepresidente, Nuevas Iniciativas/Alcance
N. Hadjsaid, Tesorero
J. Sykes, Secretaria
S. Rahman, Expresidente
D. Diaz, Repr. Regional, EE. UU. y Canadá
J. Milanovic, Repr. Regional, Europa, Oriente Medio y África
S. Leon, Repr. Regional, América Latina
D. Sharafi, Repr. Regional, Asia y Pacífico
G. Gonzales, Miembro General
R. Kappangutti, Miembro General
A. Sannino, Miembro General
J. Yu, Miembro General

Director de la División VII del IEEE

M. Sanders

Director electo de la División VII del IEEE

C. Canizares

Director Ejecutivo de la PES

Abierto

Presidentes de Comités Permanentes

Abierto, Constitución y Estatutos
M.T. Correia de Barros, Fellows
N. Hadjsaid, Finanzas
A. Apostolov, Historia
J. Bain, Planificación de Largo Alcance
S. Rahman, Nominaciones y Nombramientos

Representantes por Región

D. Diaz, M. Gosalia, B. Gwyn, J. Khan, I. Kuzle, S. Leon, J. Milanovic, M. Papic, D. Sharafi, C. Wong, X. Wu

Presidentes del Comité de Capítulos

C. Diamond, Premios y Recursos
Z. Wang, Sitio Web de Capítulos
N. Nair, Programa de Conferencistas Distinguidos
Z. Wang, Comunicación Electrónica
T. Ribeiro de Alencar, Coordinador de Capítulos Estudiantiles

Presidentes del Comité de Membresía e Imagen

A. Vaccaro, Premios y Reconocimiento
S. Fattah, Actividades Humanitarias
J. Benedict, Mercadeo
M. Seif, Desarrollo de Membresía
L.F. Gaitán, Redes Sociales
J. Cardoso, Desarrollo del Sitio Web
R. Li, Mujeres en Energía
S. Akar, Jóvenes Profesionales

Consejo Técnico

V. Vital, Presidente, H. Chen, Vicepresidente
D. Watkins, Secretaría, F. Rahmatian, Expresidente

Presidentes del Comité Técnico

K. Schneider, Métodos Analíticos para Sistemas Eléctricos
J. Yagielski, Maquinaria Eléctrica
J. Yale, Desarrollo Energético y Generación Eléctrica
B. Chalamala, Almacenamiento de Energía y Batería Estacionaria
H. Geene, Conductores Aislados
D. Harmon, Ingeniería de Potencia Nuclear
K. Fodero, Comunicación del Sistema Eléctrico y Ciberseguridad
L. Lima, Comité de Rendimiento Dinámico de Sistemas Eléctricos
E. Hanique, Instrumentación del Sistema Eléctrico y Mediciones
F. Li, Planificación de la Operación del Sistema Eléctrico y Economía
M. Yalla, Transmisión y Control del Sistema de Energía
R. Melton, Sistemas de Clientes, Carga y Edificios Inteligentes
P. Fitzgerald, Subestaciones
S. Hensley, Dispositivos de Protección frente a Sobretensiones
K. Flowers, Dispositivos de Conmutación
B. Forsyth, Transformadores
S. Santoso, Transmisión y Distribución

Comités de Coordinación del Consejo Técnico

H. Sun, Internet de la Energía
D. Houseman, Red Inteligente y Tecnologías Emergentes
D. Alexander, Sistemas Marinos
A. Leon, Integración de Sistemas Renovables

Comités Permanentes del Consejo Técnico

F. Rahmatian, Premios
Abierto, Educación de la Industria
D. Watkins, Organización y Procedimientos
T. Burse, Coordinación de Estándares
H. Chen, Sesiones Técnicas
Abierto, Webmaster

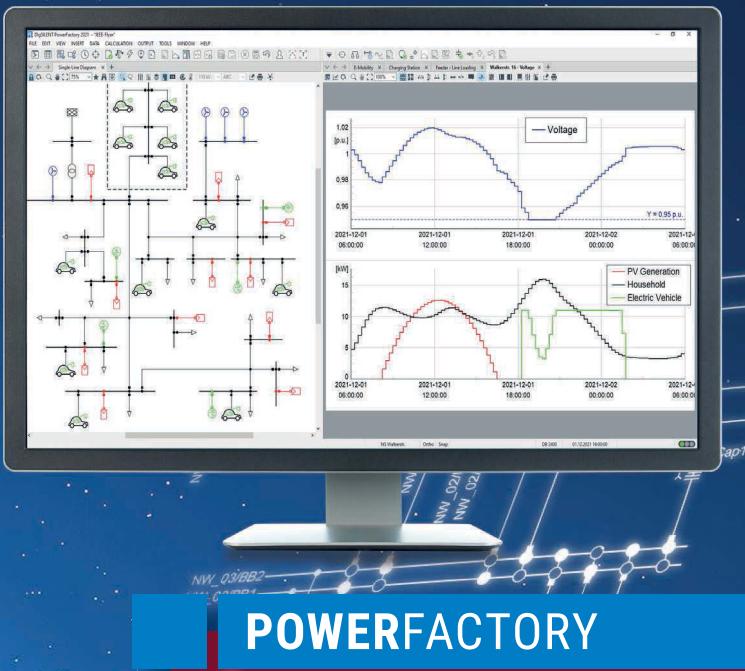
Publicaciones

Presidente del Consejo de Publicaciones, B. Pal
Editores en Jefe
IEEE Electrification Magazine, L. Fan
IEEE Power Engineering Letters, M. Fotuhiz Firuzabad

IEEE Power & Energy Magazine

IEEE Power & Energy Magazine (ISSN 1540-7977) (IPEMCF) es una publicación bimestral elaborada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Sede Central: 3 Park Avenue, 17th Floor, Nueva York, NY 10016-5997 EE. UU. La responsabilidad de los contenidos recae sobre los autores y no sobre el IEEE, la Sociedad o sus miembros. Centro de Operaciones del IEEE (para pedidos, suscripciones, cambios de dirección): 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 EE. UU. Teléfono: +1 732 981 0060, +1 800 678 4333. Copias individuales: Miembros del IEEE US\$ 20.00 (solo primera copia), no miembros US\$ 89 por copia. Tarifas de suscripción: Miembros de la Sociedad incluido en las cuotas de afiliación. Tarifa de suscripción disponibles previa solicitud. Derechos de autor y permisos de reimpresión: Se permite la extracción si se cita la fuente de información. Se permite que las bibliotecas realicen copias más allá de los límites de la Ley de derechos de autor de EE. UU. para el uso privado de patrocinadores de 1) los artículos posteriores a 1977 que llevan un código en la parte inferior de la primera página, siempre y cuando se pague la tasa por copia indicada en el código a través del Centro de derechos de autor (Copyright Clearance Center), 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 EE. UU.; 2) los artículos anteriores a 1978 sin tasa alguna. Para otro permiso de copia, reimpresión o reedición, escriba al Departamento de Derechos de Autor y Permisos, Centro de Operaciones del IEEE, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 EE. UU. Copyright © 2021 por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Todos los derechos reservados. Franquicias periódicas pagadas en Nueva York, NY, y en las oficinas de correo adicionales. Administrador de Correos: Enviar cambios de dirección a *IEEE Power & Energy Magazine*, Centro de Operaciones del IEEE, 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 EE. UU. Canadian GST #125634188

Impreso en EE. UU.



POWERFACTORY

DER INTEGRATION: ANALYSE AND OPTIMISE YOUR NETWORK WITH POWERFACTORY!

The increasing number of connection requests for distributed energy resources (DER) and charging stations for electric vehicles (EV) is a challenge for every power utility. PowerFactory provides the perfect basis for all the necessary analysis, offering an extensive range of calculation functions with flexible results analysis and visualisation options.

Use PowerFactory's Quasi-Dynamic Simulation:

- Analyse the steady state of your micro grid / smart grid / distribution network under different conditions over a time period
- Use various control models for flexible network operations
- Assess different charging strategies for EV, such as Master-Follower concepts, using Quasi-Dynamic Simulation Language (QDSL)
- Study the impact of maintenance schedules, network developments and anticipated operating conditions

Make use of PowerFactory's wide range of optimisation tools:

- Plan the integration of DER, energy storage and EV
- Manage the integration of smart meter data
- Use PowerFactory's Optimal Equipment Placement feature to optimise the use of storage equipment and voltage regulators
- Determine maximum charging capacity to find out how much EV load your network can handle



For more information visit
www.digsilent.de/distributed-generation

Serving more than 160 countries.

POWER SYSTEM SOLUTIONS

MADE IN GERMANY



sobre ser flexible

la variabilidad de las fuentes nos golpea de cerca

CUANDO EL CRECIMIENTO DE la demanda eléctrica supera a la oferta, surgen esquemas de asignación creativos para abordar el desbalance. Estos esquemas varían desde apagones en serie o bajas de tensión hasta mecanismos de incentivos impulsados por el mercado que priorizan el uso de la energía. Durante las emergencias y en condiciones de funcionamiento normales en algunas áreas del mundo hoy en día, la programación del uso de energía se convierte en un ejercicio de participación del cliente. En tales circunstancias, las personas deben ser flexibles en su consumo de energía.

En los sistemas eléctricos maduros, la electricidad está entrelazada con el entramado social. Es considerada un servicio esencial con derechos sociales, incluidas las consideraciones de equidad para su acceso. Históricamente, el enfoque ha sido crear generación para cubrir el uso variable previsto de la energía. Pero ahora, las políticas sociales a favor de la descarbonización, junto con los rentables avances tecnológicos en torno a la generación renovable, están dando lugar a una transición del lado de la oferta. El impacto de esta transición es la variabilidad en el lado de la oferta que se contrarresta con la variabilidad en el lado de la demanda. ¿Qué debe hacer un ingeniero eléctrico?

Nuestra profesión está entrando en una era en la que la variabilidad impregna la producción y el consumo. Nuestros medios no se alinean con



nuestras necesidades. Las dimensiones geográficas de los desafíos van desde lo local hasta lo regional. Las dimensiones temporales de los problemas cambian entre los períodos operativos, los patrones diarios y las variaciones estacionales.

Aquí es donde el espacio de la solución se vuelve personal. Los clientes siempre han sido parte de la ecuación, pero su participación en el balance rentable de la oferta y la demanda, así como en la gestión de las restricciones

de suministro de electricidad, se hace necesaria a medida que aumenta la variabilidad de la oferta.

¿Cómo lo hacemos con una interrupción mínima o nula de la calidad del servicio, tal como muchas sociedades lo esperan? La transformación tecnológica que trae consigo la computadora y la comunicación generalizada convierte a la automatización inteligente en nuestro sustituto de la gestión de la energía. Dentro de esta tecnología, empoderaremos a nuestros sustitutos para que representen nuestras preferencias de uso de la energía. Honran el alcance (límites) de nuestra flexibilidad para que la energía aborde nuestras necesidades comerciales y de confort. Entienden cuándo podemos reprogramar nuestro uso de la energía.

¿Es esto una visión o una realidad pendiente? Si bien la energía eléctrica es fundamental para una sociedad funcional, la sabiduría sugiere que los cambios no deben ocurrir de la noche a

En memoria de

Cuando esta edición fue enviada a imprenta, nos enteramos de que Mike Henderson, exeditor en jefe de *IEEE Power & Energy Magazine*, había fallecido. Fue Fellow del IEEE y expresidente de numerosos grupos de trabajo de la Power & Energy Society (PES) del IEEE, comités de conferencias y la sección del IEEE en Springfield, Massachusetts. Se jubiló como Director de planificación y coordinación de sistemas en ISO New England. Fue un mentor para mí y ayudó a todos aquellos que contribuyeron a esta revista durante su mandato. Extrañaremos profundamente su dedicación, entusiasmo y sentido del humor. Deja atrás una esposa y dos niños. Pueden hacer donaciones en honor de Mike a la Iniciativa IEEE PES Scholarship Plus. Se proporcionará más información en la edición de septiembre/octubre de 2021 de *IEEE Power & Energy Magazine*.

Steve Widergren

READY TO SWITCH?

Receive up to 60% off
when you switch
to SKM.

You'll also receive
free service to convert
competing software
projects over to SKM!

*"The main advantage with Power*Tools for Windows is its user-friendliness. PTW is easy to use and the ready-to-use standard models enable you to speed up your work. Changing data is simple and makes evaluating different cases very easy."*



SKM
Systems Analysis, Inc.

One Pearl Street
Redondo Beach, CA 90277
1-800-500-4SKM

www.skm.com • sales@skm.com



ARC FLASH EVALUATION

- ◆ Design safer power systems while ensuring compliance with NEC, OSHA, NFPA, IEEE, NESC, and CSA standards
- ◆ Fully integrated with Short Circuit, Over-Current Coordination, and Equipment Evaluation modules
- ◆ Evaluate alternatives quickly and easily to establish an optimal design
- ◆ Improve safety margins with user-definable arcing fault tolerance
- ◆ Save time by automatically generating arc flash labels and work permits
- ◆ Determine required PPE levels instantly
- ◆ Increase flexibility by creating custom labels in any size with user-defined logos, text, comments, and field placement.
- ◆ Avoid potential fines, post productivity, and increased insurance and litigation costs.
- ◆ Compare results from multiple project scenarios in a single table

DANGER	
NO SAFE PPE EXISTS	
ARC FLASH PROTECTION	SHOCK PROTECTION
Working Distance: 73 in	Shock Hazard when cover is removed: 49000 VAC
Incident Energy: 1100.2 cal/cm ²	Limited Approach: 96 in.
Arc Flash Boundary: 3193 in	Restricted Approach: 42 in.
Refer to CSA Z462 for requirements	
Equipment Name: 001-UTILITY CO	
Arc Flash Analysis by: SKM Systems Analysis, Inc.	
Date: 10/12/2018	
DKE: IEEE 1584	

WARNING	
Arc Flash and Shock Risk	
Appropriate PPE Required	
53 in	Arc Flash Boundary
1.74 cal/cm ²	Incident Energy at 36 in
PPE:	Arc-rated shirt & pants + arc-rated coverall + arc-rated arc flash shirt
4180 VAC	Shock Risk when cover is removed
60 in	Glove Class
28 in	Limited Approach
Restricted Approach	
Location: 013-DS SWG2	
SKM Systems Analysis, Inc.	
1 Pearl St.	
Redondo Beach, CA 90277	
Job#:	232874
Prepared on:	07/13/2018
By:	Engineer
Warning: Changes in equipment settings or system configuration will invalidate the calculated values and PPE requirements	

ADDITIONAL SOFTWARE FROM SKM

DAPPER® Integrated Electrical Analysis Software. Comprehensive Three Phase Short-Circuit Studies, Load Flow Study, Demand Load Study, Feeder and Transformer Sizing Study, Impact Motor Starting Study, and Load Schedules. (Unbalanced Studies also available)

CAPTOR® Time-Overcurrent Coordination. Graphical Time-Overcurrent Coordination. Integrated with one-lines, short-circuit modules, Equipment Evaluation, and Arc Flash. Comprehensive protective device library.

NEW AUTO COORDINATION & EVALUATION Instantly identify coordination and protection issues by evaluating each equipment for adherence to the National Electric Code (NEC). Automatically make changes to resolve violations.

NEW CABLE AMPACITY Accurate calculation of ampacity and temperature rise in various power cable installations. Based on and fully compliant with IEC 60287.

A_FAULT ANSI Short-Circuit Study. Three Phase Short-Circuit Study based on the ANSI/IEEE C37 Standards. Separate solutions for low, medium and high voltage systems and for symmetrical, momentary and interrupting calculations. (Unbalanced Studies also available)

EQUIPMENT EVALUATION Equipment Evaluation Report. Automatically compares short-circuit ratings, withstand ratings. Applies de-rating adjustments and user defined pass/marginal/failed criteria. Includes error checking for input data and topology.

TMS Transient Motor Starting Simulation. Time-based motor starting simulation with graphical output. Includes reduced voltage and capacitor starting, graphical motor and load models.

H1_WAVE Power Quality Investigation and Filter Design. Frequency Scan, Harmonic Current, Voltage Distortion, Harmonic Load Flow and Interactive Filter Design. Evaluate and correct harmonic distortions.

NEW AUTO DESIGN Automatically sizes Cables, Transformers, Buses, and Protective Devices to achieve proper size and ratings that meets criteria limits set by the Equipment Evaluation study. Utilize user-defined Design libraries. Best suited for new system designs or to resolve undersized and/or overdutied equipment for existing systems. (Requires Equipment Evaluation module)

PSIM Dynamic Simulation and Transient Stability. Model, Simulate, and Analyze Dynamic Responses to Power System Electro-Mechanical Disturbances. Includes Generator Sizing and Stability, Rotor Angle and Voltage Stability, Flux Level Machine Representation, Identify Fault Clearing Times. User Defined Graphical Models for Exciter, Turbine Governor, PSS, and other controllers.

DISTRIBUTION RELIABILITY Calculates the reliability indices of individual load points and the overall distribution systems with either radial or loop configuration.

DC SYSTEMS ANALYSIS Battery Sizing, Load Flow, & Short Circuit Analysis. Evaluate all loading conditions for DC duty cycle loads and AC emergency loads. Complies with IEEE std. 485, 1115, 399, 946, and IEC std. 61660.

GROUND MAT Substation Ground Grid Design and Analysis. Optimizes grid design using general purpose finite element algorithm for potential analysis and graphical facilities to validate grounding systems efficiency.

NEW Data Exchange Seamlessly share project data between SKM projects and other third-party software. Exchange format includes Tab Delimited, CSV, and SKM XML. Also includes an interface to exchange data with Autodesk Revit and Intergraph SmartPlant Electrical.

SKM Power*Tools Training Classes

Visit [skm.com](http://www.skm.com) to find a class near you today!

Hurry, classes fill up fast!

Training more than five engineers?

Email training@skm.com for a personalized On-Site Training quote.

- | | |
|---------|---|
| 101/102 | Introduction to SKM Power*Tools |
| 103/104 | Intermediate Topics in SKM Power*Tools |
| 201/202 | Power System Application – Coordination & Arc Flash |
| 204/205 | Motor Starting and Harmonics |
| 206 | DC System Analysis & Arc Flash |
| 207 | Grounding and Applications |

CHOSEN BY THE TOP 40 ELECTRICAL ENGINEERING FIRMS IN THE WORLD

la mañana, sino avanzar a pasos manejables. Por la magnitud de las inversiones en equipos, controles, educación y transformación cultural, el cambio será desigual e impredecible y tomará tiempo. El cambio también se adaptará para ajustarse a las diferencias regionales. Aunque están surgiendo patrones.

Recientemente, *IEEE Power & Energy Magazine* ha abordado la integración de fuentes de energía distribuidas, ha ponderado la energía marginal de costo cero, y ha analizado la inseguridad energética en la planificación y las operaciones. Ahora nos centramos en ideas y experiencias innovadoras para aprovechar la flexibilidad donde vivimos y trabajamos.

En esta edición

Al igual que en la agricultura, la mayoría de las fuentes de energía renovables responden a la voluntad del clima, no a los gritos del agricultor. La integración de un número cada vez mayor de instalaciones renovables dependientes

del clima (unidades de energía eólica o solar) en un sistema eléctrico requiere recursos flexibles de potencia y energía (p. ej., turbinas a gas) para compensar la variabilidad de las instalaciones renovables. Sin embargo, ¿dónde encontrar flexibilidad? ¿En otro lugar, o “más cerca de casa”? Esta edición se centra principalmente en encontrar flexibilidad interna a través de la administración creativa del lado de la demanda, la utilización de almacenamiento, algoritmos operativos efectivos (que abarcan tanto las redes de transmisión como las de distribución) y otros. Al describir varios proyectos iniciados, en curso y completados recientemente, los artículos de esta edición ilustran cómo obtener flexibilidad interna dentro de un sistema eléctrico.

Entre las fuentes de flexibilidad consideradas en este número, en su mayoría internas, se incluyen las siguientes:

- ✓ usar técnicas de control óptimo adaptativo para derivar límites de operación dinámica (que in-

vuelcan redes de transmisión y distribución) para ganar flexibilidad

- ✓ aprovechar las interrelaciones entre la energía eléctrica, el gas natural y los sistemas de calefacción para obtener la flexibilidad de múltiples sistemas eléctricos
- ✓ crear flexibilidad a partir de las baterías de vehículos eléctricos sin alterar significativamente las rutinas de sus propietarios
- ✓ coordinar el uso de diferentes instalaciones de almacenamiento en varias ubicaciones para crear flexibilidad a través de la computación en la nube
- ✓ coordinar diferentes intervenciones de gestión del lado de la demanda para contrarrestar los efectos adversos de ajustes estrepitosos al principio y al final del día en jurisdicciones con altos niveles de energía solar y eólica
- ✓ utilizar una gestión y un almacenamiento del lado de la demanda

DSA Tools™

Dynamic Security Assessment Software

Offering a simple, user-friendly interface with extensive analysis options, DSATools™ is a suite of software tools for power system analysis. The software is designed for applications in both off-line studies and on-line dynamic security assessment.

www.dsatools.com



Contact us:
dsainfo@powertechlabs.com

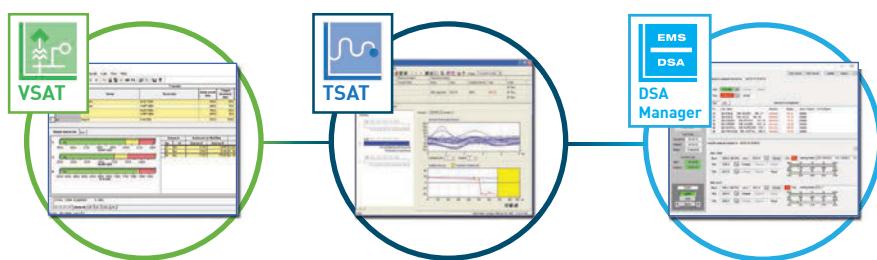


Power System Security Assessment for Grids with High Penetrations of Renewables

- Comprehensive capabilities for voltage, transient, small signal, and frequency stability assessment
- Supporting generic and user-defined dynamic models for accurate modeling of aggregate renewable plants and energy storage systems
- Integration with EMS/WAMS for on-line dynamic security assessment to determine security of real-time system conditions as well as forecasted scenarios
- Computation of secure operation regions (stability limits) and suggestions for remedial actions to maximize renewable usage

Experience and support

- Prominent provider of the on-line DSA technology with over 50 installations worldwide including 8 out of 9 ISOs in North America
- Engineers highly experienced in dynamic stability studies and providing consulting services for system studies, custom model development, and training

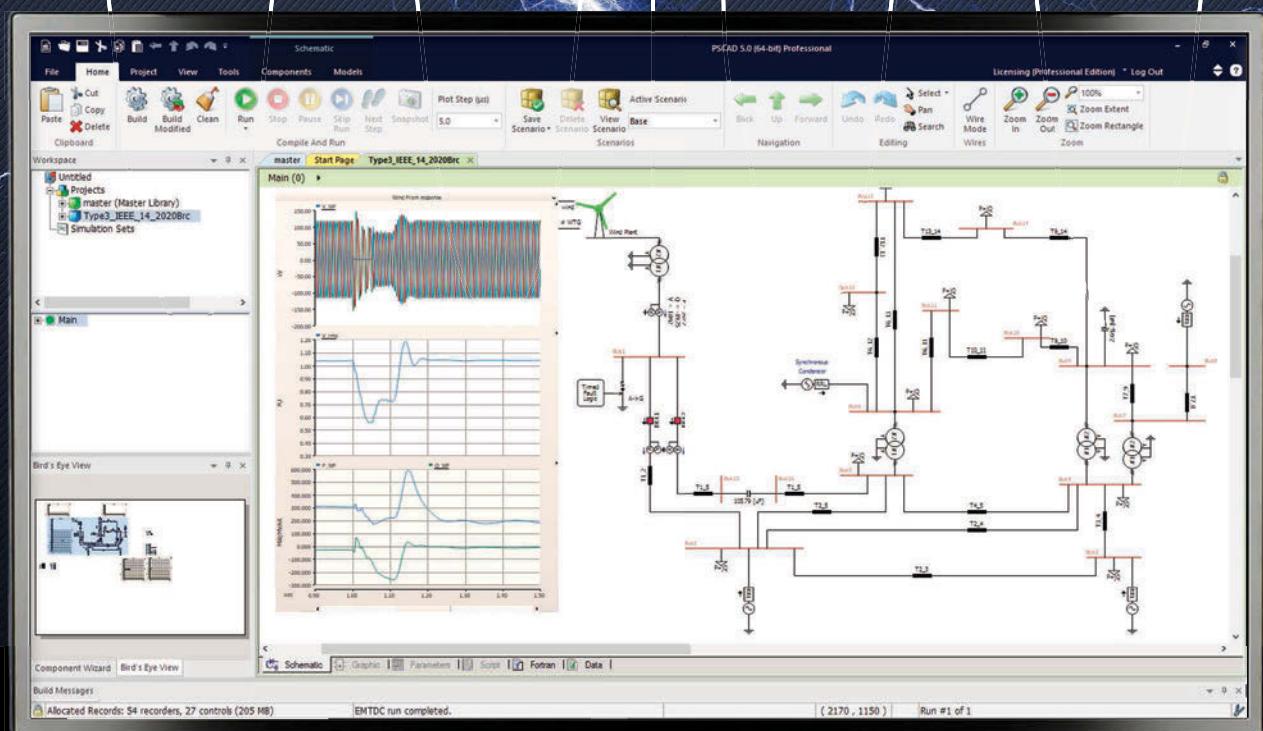


Powertech



PSCAD

PSCAD V5 NOW AVAILABLE



THE WORLD'S MOST **ADVANCED** TOOL FOR POWER SYSTEMS EMT SIMULATIONS

With the advent of renewables and their complex controllers, Electromagnetic Transients (EMT) simulators have advanced beyond a design and problem solving tool for small, localized systems. EMT simulations are now a necessity in the design of large electric grids.

In this new era, PSCAD V5 harnesses the power of parallel computing, enables powerflow data migration, and permits full application automation via scripting. These new features ensure that the simulation of large electric networks, is faster and more efficient than ever.

pscad.com

Powered by Manitoba Hydro International Ltd.

que cree la flexibilidad necesaria para retrasar el refuerzo de la infraestructura.

Mark McGranaghan complementa los artículos principales con su columna “En mi opinión”, que analiza diferentes instrumentos de flexibilidad al tiempo que proporciona información histórica.

Obtener flexibilidad interna constituye un esfuerzo sumamente valioso que contribuirá a la integración creciente, pero fluida, de las fuentes renovables dependientes del clima en los sistemas eléctricos. Eventualmente, esto traerá como consecuencia la descarbonización de estos sistemas.

Esquina del líder

El secretario de la Power & Energy Society (PES) del IEEE, Jonathan Sykes, aporta reflexiones sobre los desafíos que la industria y nuestra sociedad han soportado a lo largo de la pandemia y cómo estamos creciendo a partir de la experiencia. Aborda muchas de las caracte-

rísticas que demuestran la resiliencia de la PES y sus miembros para enfrentar estos desafíos a medida que adoptamos una mayor transparencia y diversidad en nuestros procesos y liderazgo.

Historia

La columna “Historia” de esta edición explora el tema de la protección ante cortocircuitos. El autor Robert D. Barnett vuelve a nuestras páginas para traernos un tratamiento de los desafíos de la protección contra fallas en los primeros años de la electrificación. Comenzando en la década de 1890 y llevándonos hasta la década de 1920, este artículo abarca los primeros dispositivos de protección, incluidos los fusibles, interruptores de palanca, disyuntores y el uso de reactores limitadores de corriente de falla. Barnett también analiza el papel que desempeñaron el análisis de circuitos de CA y las técnicas relacionadas en la evolución general de los equipos de protección ante cortocircuitos. Agradecemos

los esfuerzos del Editor Asociado John Paserba para organizar este interesante vistazo hacia el pasado.

Se acercan las elecciones

Las elecciones de oficiales de la PES están en la agenda de principios de agosto para los puestos de presidente electo, secretario y tesorero. Desempeñarán sus cargos durante el periodo de 2022 a 2023. Shay Bahramirad, Lina Bertling Tjernberg y Edvina Uzunovic son candidatas a presidente electo. Sri Niwas Singh se enfrenta al titular Jonathan Sykes como secretario. Juan Carlos Montero y Nirmal Nair compiten por tesorero. Estos voluntarios dispuestos aportaron su tiempo y energía para abordar los desafíos de nuestra Sociedad. Uno de nuestros deberes como miembros de esta sociedad profesional es participar en la selección de nuestros líderes. Revise sus biografías y declaraciones en la columna “Noticias de la Sociedad” y comprométase a participar en el proceso de votación en línea.

WHAT DO YOU WANT TO DO?

Calculate **geomagnetically induced currents** for entire interconnects?

Write your own code in **Python** or other languages to access PowerWorld through an API?

Distribute your runs across **multiple machines** with no coding required?

Schedule and visualize the combined effects of **planned outages**?

Use an intuitive **transient stability** tool that natively supports the **most models** in the industry?

Support complex **remedial action schemes** in your contingency analysis?

WE CAN HELP.

PowerWorld Corporation: The Visual Approach to Analyzing Power Systems

Contact our industry-leading customer support by calling +1.217.384.6330 or visit us online at www.powerworld.com.



PowerWorld
Corporation



RSCAD[®] *Fx*

The next evolution in real-time simulation software

The RTDS[®] Simulator changed the world. Soon, its software will change yours.

Introducing: RSCAD[®] FX — the new and improved simulation software by RTDS Technologies Inc. Meet the industry's most advanced real-time modelling library, now with enhanced functionality, features, and a new look and feel.

Launching Q2 2021, RSCAD FX will increase user productivity, helping power system innovators achieve accurate and efficient real-time simulations and hardware-in-the-loop tests.

The RTDS Simulator is the world standard for real-time digital simulation, used globally for the closed-loop testing of protection and control systems. Users can validate the performance of power system devices, de-risk deployment, integrate novel systems, anticipate and mitigate negative interactions, and optimize performance by connecting real devices to a simulated network. The result? Reduced commissioning delays and increased reliability, resilience, and performance.

Learn more about RSCAD FX at www.rtds.com/RSCAD-FX

Nunca hay suficiente reconocimiento

Hay pocas cosas tan poderosas emocionalmente como que nuestros logros sean reconocidos por nuestros pares. Más sutil es la satisfacción que siente una persona al ayudar a otorgar un premio a un colega que lo merece. En nuestra columna “Premios”, el presidente del Comité de Premios y Reconocimientos de la PES, Alfredo Vacaro, nos recuerda las muchas vías que la Sociedad ofrece a los miembros para reconocer las contribuciones de los valiosos asociados. Inicie el proceso ahora para el próximo periodo de premios.

De dónde venimos

Mike Henderson cerró su ciclo como editor en jefe durante la edición de

julio/agosto hace un año. Si bien ya no está en las trincheras de producción de esta publicación, su huella y guía siguen siendo fundamentales en su navegación. Se fue “seguro” de que el consejo editorial y los colaboradores de la revista “continuarán mejorando la calidad de la revista y ayudarán a los miembros de la PES a enfrentar los numerosos desafíos que se le presentan a nuestra industria en todo el mundo”.

Si bien la fe de Henderson en los colaboradores de *IEEE Power & Energy Magazine* ha demostrado estar bien fundada, un equipo de profesionales, a muchos de los cuales vio sentados en el consejo editorial, ha estado trabajando para mejorar la calidad y la legibilidad de lo que a

menudo es material complejo. Para esta edición, agradecemos al Editor Asociado Antonio Conejo por proporcionar una revisión técnica, a la Editora Asistente Susan O'Bryan por gestionar el proceso editorial y al personal profesional de IEEE Publishing por ensamblar el material en un producto pulido.

Felicitamos a los editores invitados Nando Ochoa y Pierluigi Mancarella por compilar un excelente conjunto de artículos de un grupo diverso de autores. Agradecemos su participación y comentarios constructivos en el proceso editorial para brindarles este material.



a la altura del desafío

éxito en la industria eléctrica

HE ESTADO TRABAJANDO EN esta industria durante casi 40 años. En todo ese tiempo, nuestra industria ha soportado muchas tormentas, pero las tensiones causadas por una pandemia global no tienen precedentes. Estoy muy orgulloso de cómo nuestra industria ha respondido a los desafíos recientes. Esta

industria fue fundada hace casi 150 años, y hemos abordado el último año como siempre lo hacemos cuando nos enfrentamos a la adversidad: arremangándonos la camisa, centrándonos en los problemas y resolviéndolos.

La industria eléctrica está a la altura del desafío

Durante el último año, nuestra Sociedad ha luchado contra una pandemia

que generó incertidumbre, confusión y temor sobre el futuro de muchas empresas e industrias.

La industria eléctrica logró hacer frente a los desafíos y se aseguró de que lo único por lo que la sociedad *no* tuviera que preocuparse fuera de su energía eléctrica. La confiabilidad de la red eléctrica se volvió más importante que nunca para garantizar que las personas permanecieran conectadas y seguras

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3072824
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

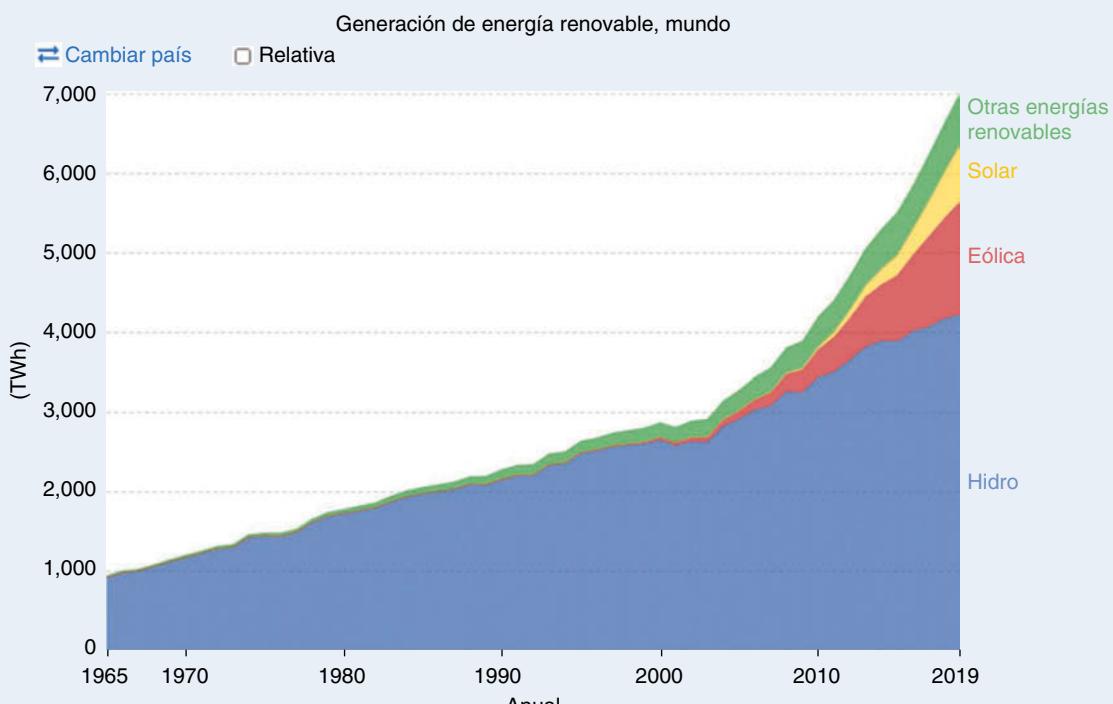


figura 1. La creciente demanda de energía renovable. (Fuente: Nuestro mundo en datos, Laboratorio de datos de cambio global).

eProtect™

Protection Asset Management Solution

- Integrated with ETAP Digital Twin Solution
- Relay Setting Change Management
- Auto Processing & Setting File Generation
- Device Settings Dashboard & Notifications
- NERC Compliance Summary Reporting
- Multi-user, Web-based Environment
- Relay Health Monitoring & Maintenance
- Advanced Fault Analysis System

Centralized Change Management System for Relay & Protective Device settings throughout the life cycle of the substation assets.



etap®

etap.com/eprotect

sales@etap.com

mientras todos nos mudábamos de la oficina a nuestros entornos domésticos aislados. Nuestros clientes podían depender de una red eléctrica estable, y cuando se estiraban para encender la luz, enchufar ese aparato, hacer funcionar un calentador o aire acondicionado, o incluso cargar su computadora o teléfono celular, eso fue exactamente lo que sucedió. Cada uno de ustedes hizo su trabajo, empujando esos electrones por los cables a cada consumidor.

Un gran cambio está sucediendo

La industria eléctrica también ha estado transitando muchos cambios. Se dice que nuestra industria ha sido el catalizador de la innovación, la invención y el progreso. ¿Tendrás computadoras, teléfonos celulares o Internet sin una energía eléctrica confiable?

A medida que entramos en 2020, estábamos lidiando con un cambio sin precedentes en nuestra industria. La energía verde y la adopción de métodos más sustentables para generar y consumir energía eléctrica se convirtieron en nuevas demandas para nuestra industria (figura 1). La producción de potencia renovable utilizando inversores reemplazaba a los generadores rotativos tradicionales a un ritmo alarmante y creando enormes desafíos. Lo que conocíamos sobre la estabilidad y el funcionamiento de la red durante décadas estaba cambiando, y muchos tuvimos que aprender nuevas técnicas y métodos. La Power & Energy Society (PES) del IEEE se mantuvo muy activa en la creación de un camino seguro para esta transición, y los equipos técnicos han estado involucrados en la solución de los problemas técnicos.

Diversidad, transparencia e inclusión

Este es un momento emocionante para ser parte de esta industria. Participamos en discusiones apasionadas sobre cómo el rápido cambio está dificultando el mantenimiento de la tensión y la frecuencia de la red a medida que exigimos a la red al límite. Estas conversaciones son lugares vitales para la

diversidad de pensamiento y la transparencia de acción e inclusión. Sí, lo que aprendí hace años sobre los dispositivos electromecánicos sigue siendo relevante, pero también lo son los nuevos conceptos que la academia está impartiendo a nuestros jóvenes hombres y mujeres. Las nuevas ideas, mezcladas con conceptos tradicionales y atemperadas con la sabiduría de la experiencia, crean un cóctel de colaboración necesario para la creación de la nueva red eléctrica.

La Junta Directiva de la PES del IEEE es uno de los equipos de liderazgo más diversos de todo el IEEE, y esto crea una atmósfera abierta que fomenta nuevas ideas. La Junta de la PES cree en estos conceptos y aprobó una recomendación en 2020 para promover la diversidad al garantizar que las mujeres sean incluidas como oradoras,

anfitrionas de paneles y panelistas. En 2021, vemos los frutos de ese trabajo con más mujeres tomando estos importantes roles, y el programa Mujeres en Energía del IEEE es uno de los programas de mayor crecimiento en el IEEE.

Nuevas formas de hacer negocios

La Junta Directiva de la PES del IEEE está allí para ustedes, y en 2020, todos dimos un vuelco y encontramos formas para continuar el trabajo de la PES. Sus equipos técnicos comenzaron a tener reuniones remotas y, aunque al principio era nuevo, nuestros miembros mostraron paciencia y encontraron formas de contribuir y hacer avanzar el producto del trabajo.

La forma en que hacemos negocios y compartimos conocimiento ha cambiado para siempre, y ahora existen

HIGH VOLTAGE PROGRAMMABLE DC POWER SOLUTIONS

PHV - Precise High Voltage



- ◆ 125V to 300kV
- ◆ 14W to 15kW
- ◆ Ultra Low ripple
- ◆ High resolution

FLX - Flexible High Voltage



- ◆ 10kV to 50kV
- ◆ 200W to 1kW
- ◆ LAN/USB
- ◆ Active PFC

Learn more at www.us.lambda.tdk.com
or call +1-732-795-4100

TDK-Lambda
Trusted • Innovative • Reliable

nuevas formas de colaborar. La Junta de la PES entiende esto, y los métodos que implementamos en 2020 con eventos remotos y virtuales continuarán en 2021, y estos nuevos métodos harán que nuestra industria sea más eficiente. Hay luz al final del túnel COVID-19, y pronto nos reuniremos de manera segura al otro lado de la mesa, partiremos el pan y socializaremos. La PES siempre ha sido, y siempre será, un líder en esta industria, y es debido a la flexibilidad y el ingenio de nuestros miembros que seguiremos en ese papel.

Continuar creciendo y mejorar

Las prioridades de la PES antes de la pandemia siguen hoy entre nosotros. Mi trabajo como secretario de la PES es mantener los registros, y esto me mantiene informado sobre la mayoría

de las actividades. Puedo ver el buen trabajo de todos nuestros comités técnicos, vicepresidentes, representantes regionales, miembros generales, la Junta y el personal del IEEE. Todo este trabajo es impresionante y admirable.

He estado involucrado con el Comité de Transmisión de Sistemas Eléctricos del IEEE durante muchos años, y veo a este y otros equipos técnicos resolviendo problemas de vanguardia, como prevenir y reducir el impacto de los incendios forestales, equipos que desarrollan el nuevo modelo de nuestra red eléctrica a medida que avanza hacia una generación 100 % basada en inversores con la adición del almacenamiento de energía, y nuestros equipos de comunicación y subestaciones encuentran formas de integrar e interconectar todos los dispositivos

inteligentes a través de la red. Todos nuestros equipos técnicos están participando comprometidos y buscando soluciones.

Sustentabilidad

La mayoría de nosotros comenzamos nuestra relación con el IEEE a nivel local o en la universidad. Estos capítulos locales son importantes para crear un flujo positivo de nuevos miembros. El consejo se toma el tiempo de discutir el estado y el potencial de apoyo de estos Capítulos en cada reunión la junta directiva. Hemos creado descuentos y recompensas para estudiantes a fin de reconocer los grandes logros. Enviamos nuestras felicitaciones a la Región 10 por su éxito como una de las regiones de más rápido crecimiento.

Hay beneficios tangibles por mantenerse involucrado con la PES.

BIGWOOD SYSTEMS, INC.

www.bigwood-systems.com
+1.607.257.0915
sales@bigwood-systems.com

Head Office Ithaca, NY Branch Offices Taipei, TWN | Beijing, CHN

World Leader in Developing Powerful and Field-Proven On-line and Off-line Tools for Power Grid Modeling, Analysis, Assessment, Enhancement and Optimization

Network Applications for the Control Center

- Real-time and Look-ahead Static and Dynamic Security Assessment (patented screening, ranking, and detailed analysis)
- Reactive Power Reserve Monitoring, Management & Enhancement
- Actionable Control Recommendation engine to eliminate violations and mitigate unstable contingencies
- New-Generation State Estimation for Transmission and Distribution Networks with a low number of measurements using SCADA & PMU data
- Global Optimal Power Flow (for over 250,000 control variables with AC/DC constraints)
- Distribution Network Management Tools
- Renewable Energy Forecasting, Uncertainty Modeling, Representation & Management
- Advanced Measurement-Based Power System Modeling (Generation, Transmission & Load)

World-Wide Customer Base

Over 40 electrical utilities served world-wide, including long-standing customers such as California ISO, PJM Interconnection, Tokyo Electric Power Company, Tennessee Valley Authority, and UK Power Networks, among others. BSI's advanced technology, innovation and satisfied customers are key differentiators.

Nuestra Sociedad ofrece recursos en línea, así como reuniones de comités y conferencias para proporcionar el lugar para aprender, colaborar y contribuir. La junta directiva alienta a sus miembros a buscar la elevación de su membresía a los niveles de Miembro Senior y Fellow tan pronto como cada persona esté lista.

Lo que más disfruto del IEEE es la pasión, el entusiasmo y el compromiso de sus Miembros. Creen en este trabajo y entienden el importante papel que desempeñan en la creación de un sistema mejor y más estable para producir y entregar electricidad. Nuestra organización ofrece oportunidades de aprendizaje, mejora y crecimiento a

personas de todo el mundo. El IEEE proporciona las herramientas para ayudarnos a prosperar en nuestras carreras y también nos da la oportunidad de retribuir y participar, y me alegro de poder ser parte del increíble equipo de la PES.



flexibilidad ascendente

flexibilidad desde el límite de la red

EN MUCHOS PAÍSES ALREDEDOR del mundo, los hogares y las pequeñas empresas están adoptando tecnologías que les permiten influir en sus facturas de energía y emisiones de carbono. Estamos hablando de energía solar fotovoltaica de tejados, baterías, vehículos eléctricos (VE), bombas de calor eléctricas, etc. Sin duda, el atractivo y el impacto de estas tecnologías, a menudo denominadas fuentes de energía distribuida (FED), seguirán creciendo en los próximos años. Y lo que todas estas tecnologías tienen en común es que están ubicadas al *límite de la red*, es decir, en los niveles de tensión más bajos de nuestras redes de distribución eléctrica. la mayoría de las veces, residen detrás del medidor.

Tener una red rica en FED conlleva muchos desafíos. En la parte inferior del espectro, la infraestructura del sistema de distribución no ha sido diseñada teniendo en cuenta las FED. Los nuevos flujos eléctricos debido al exceso de generación o a una mayor demanda pueden provocar problemas de tensión y congestión. En el lado del espectro correspondiente al sistema de transmisión, los perfiles de demanda neta resultantes (pensemos en la “curva de pato”) combinados con la variabilidad y la incertidumbre parcial de la producción de las FED hacen que el balance entre la oferta y la demanda sea más difícil. A pesar de estos desafíos, el funcionamiento flexible inherente de

las FED también brinda muchas oportunidades para la operación y planificación rentables en todos los niveles de tensión, desde abajo hacia arriba.

Por ejemplo, la descarga coordinada de una flota de baterías residenciales puede proporcionar energía durante un corto tiempo para ayudar al sistema cuando se necesitan reservas rápidas. Del mismo modo, una flota de VE puede detener su carga en momentos de extrema demanda del sistema. Los mismos principios se pueden utilizar para ayudar a las empresas de distribución a evitar o aplazar la actualización de subestaciones o la instalación de nuevos dispositivos de regulación de tensión.

La idea básica detrás de todos estos conceptos de “flexibilidad ascendente” no es nueva. Se ha implementado a través de agregadores (que ganan “el tamaño adecuado” para participar en los mercados) o contratos bilaterales con grandes clientes. Las tecnologías más comunes utilizadas en las últimas décadas incluyen sistemas de aire acondicionado, sistemas de refrigeración y calentadores de agua eléctricos. Estas tecnologías reducen la demanda al apagar o cambiar la configuración durante períodos cortos con poco impacto sobre la comodidad o los requerimientos del usuario final. Sin embargo, la diversidad tecnológica esperada y la adopción generalizada de FED en los próximos años hacen que las correspondientes oportunidades de flexibilidad ascendente sean un juego completamente diferente.

Todavía no sabemos hasta qué punto se dispondrá de determinadas FED para proporcionar flexibilidad. Que un tercero apague su calentador de agua eléctrico con una capacidad de almacenamiento térmico relativamente grande, para la mayoría de nosotros, pasará desapercibido. En contraste, detener la carga de su VE podría resultar prohibitivo para algunas personas. Comprender hasta qué punto este tipo de flexibilidad puede ayudar y cómo cuantificarlo es fundamental. Incluso aunque miles de baterías residenciales estén listas para descargarse y ayudar a todo el sistema, tendrían que hacerlo de manera que garanticen la integridad de la red de distribución. Necesitamos formas de incorporar las restricciones de la red de distribución cuando se utiliza la flexibilidad ascendente. Además, la energía no se limita a la electricidad. El acoplamiento de los sistemas de energía y los sectores energéticos ofrece nuevas oportunidades para un funcionamiento flexible. Por ejemplo, las interacciones de sistemas con varios tipos de energía entre sistemas de electricidad y gas pueden ofrecer flexibilidad cuando son aplicados al suministro de calefacción y refrigeración.

Esta edición de la *IEEE Power & Energy Magazine* proporciona una muestra de la variedad de emocionantes proyectos que suceden en todo el mundo e implican una flexibilidad ascendente. Los autores no solo comparten sus conocimientos técnicos sobre las diferentes oportunidades y desafíos, sino también las lecciones

aprendidas acerca de las implementaciones reales. En cada artículo, los autores discuten lo que se necesita para avanzar en los conceptos. Nadie tiene una bola de cristal, pero confiamos en que estos artículos den a la comunidad de potencia y energía una visión de lo que la flexibilidad desde el límite de la red tiene para ofrecer.

En esta edición

Los artículos de esta edición provienen de diferentes rincones del mundo: Australia, Austria, Bélgica, China, Estados Unidos, Francia, Italia, Reino Unido y Suecia.

Esta edición comienza con “La flexibilidad de la carga doméstica de vehículos eléctricos”, escrito por Esther Dudek. Presenta los resultados de uno de los ensayos de gestión de la demanda de VE más grandes del mundo. Incluyó a más de 600 conductores, dos sistemas de carga inteligente diferentes y distintos esquemas de incentivos. Esta prueba, organizada por Western Power Distribution en el Reino Unido, muestra que existe una flexibilidad significativa que se puede desbloquear con tecnología ingeniosa. Puede ser utilizado por las empresas de distribución para reducir las inversiones en la red necesarias para cumplir con la electrificación del transporte.

El segundo artículo, “Cómo aprovechar todo el potencial de la energía limpia”, de Vahid Mehr, Salman Kahrobaee y Manuel Avendaño, muestra cómo Southern California Edison en los Estados Unidos está haciendo de las FED una parte integral de su estrategia para lograr los objetivos de emisiones de California. Diferentes pilotos, que van desde el uso de energía solar fotovoltaica en los tejados hasta la eficiencia energética, el almacenamiento de energía y los VE, están demostrando cómo el espectro de tecnologías de FED puede ser incorporado por las empresas de distribución no solo a nivel de operación, sino también de planificación para evitar o diferir las inversiones en la red.

“Gestión de la congestión de la red” por Archie Chapman, Andrew Fraser,

Laura Jones, Heather Lovell, Paul Scott, Sylvie Thiébaut y Gregor Verbic, presenta los resultados de un sofisticado ensayo en el cual se utilizaron baterías residenciales para descongestionar un cable subacuático que conectaba una isla en costa sur de Tasmania, Australia. Utilizando pronósticos, flujos eléctricos óptimos y precios marginales por ubicación, esta prueba de Tas Networks muestra que las baterías propiedad del cliente pueden proporcionar soporte a la red y ser recompensadas adecuadamente.

Nuestro siguiente artículo, “Servicios de la red y el mercado desde el límite”, escrito por Michael Z. Liu, Luis (Nando) Ochoa, Shariq Riaz, Pierluigi Mancarella, Tian Ting, Jack San y John Theunissen, presenta el concepto de “límites operativos” para permitir la prestación de servicios de red y mercado al tiempo que evita impactos en la

red local. Este concepto, que está siendo probado en Victoria, Australia, por AusNet Services, hace posible que una empresa de distribución defina límites de la potencia activa y reactiva según el cliente. Esto permite a los agregadores administrar sus carteras de FED sin afectar negativamente a la integridad de la red. A nivel agregado, esto es fundamental para permitir el desarrollo de un mercado de energía distribuida con la prestación de servicios locales que también interactúan con los mercados ascendentes de energía y servicios auxiliares.

“Cómo agregar el almacenamiento de la energía distribuida”, de Ning Zhang, Haiyang Jiang, Yaowang Li, Pei Yong, Mingxuan Li, Huan Zhu, Song Ci y Chongqing Kang, demuestra que los servicios basados en la

(continúa en la pág. 116)

The advertisement features a vibrant orange and yellow background with a subtle grid pattern. At the top right, there's a black lightning bolt icon above the text "CIRED ONLINE". Below this, the dates "20-24 SEPTEMBER 2021" are displayed. The main title "The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution" is prominently shown in large, bold, dark letters. A subtext below the title reads: "Join the electricity distribution community online for a range of exciting technical presentations and discussions covering the very latest challenges facing the industry today and in the future." A dark horizontal bar contains the call-to-action "REGISTER YOUR PLACE TODAY". At the bottom, the website "cired2021.org" is written in a large, bold, red font. Small fine print at the very bottom provides legal details about the IET.

IET = The Institution of Engineering and Technology. IET Services Limited is registered in England. Registered Office: The Institution of Engineering and Technology, Savoy Place, London WC2R 0BL, United Kingdom. Registration Number 909719. IET Services Limited is trading as a subsidiary of The Institution of Engineering and Technology, which is registered as a Charity in England and Wales (No. 211014) and Scotland (No. SC03869).

La flexibilidad de la carga doméstica de vehículos eléctricos



Por Esther Dudek

El Proyecto Electric Nation

LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS (VE) SON INDISPENSABLES para la descarbonización del sector del transporte. Su uso se está expandiendo rápidamente y se proyecta que continuará así. Las empresas de servicios públicos deben prepararse para cumplir la demanda adicional que creará la carga de los VE. En este artículo se explica de qué manera la flexibilidad de la carga de VE podría ser un facilitador clave para esta transición.

Este artículo se basa en los resultados de Electric Nation (un proyecto de Western Power Distribution). El proyecto, radicado en el Reino Unido, incluyó un estudio de campo de dos años (iniciada en 2017) en la que participaron casi 700 conductores de una amplia variedad de VE. Comprobó el grado de flexibilidad de la carga doméstica de VE y aprovechó esta flexibilidad con el uso de la carga inteligente para reducir el pico de la demanda. A partir de un amplio estudio de la clientela, el proyecto también demostró su voluntad de

proporcionar esta flexibilidad, por ejemplo, mediante la actividad de utilizar aplicaciones y recompensas por tiempo de uso (ToU, por sus siglas en inglés).

Este artículo demuestra el alto grado de flexibilidad disponible para la carga doméstica de VE. También refleja de qué manera la carga inteligente puede usar esta flexibilidad para limitar los aumentos en el pico de la demanda ocasionada por la carga de VE. Los resultados del estudio de la clientela que se presentan en este artículo reflejan cómo se puede lograr esto al mismo tiempo que se mantiene alta la satisfacción de la clientela.

El contexto del Reino Unido

La electrificación del transporte es fundamental para la descarbonización y la mejora de la calidad del aire a nivel local. Los fabricantes de vehículos están desarrollando la tecnología de los VE a fin de ampliar la variedad de vehículos disponibles y reducir el costo para la clientela. El Reino Unido sigue contando con un fuerte apoyo del gobierno, mediante subvenciones o incentivos gubernamentales disponibles para



la compra de nuevos VE, una tasa preferencial para empresas de impuestos a vehículos, y la instalación de infraestructura de carga en hogares, lugares de trabajo y lugares públicos. Se ha evidenciado un importante apoyo de las políticas a través de medidas tales como prohibir la venta de nuevos vehículos con motores de combustión interna hasta 2030, requerir que en los nuevos hogares se aseguren las condiciones para cargar los VE y exigir la función de carga inteligente en los nuevos cargadores de VE.

La transición de utilizar gasolina y diésel a electricidad para el transporte vial aumentará la demanda al sistema eléctrico. En su informe “Future Energy Scenarios Report” (Informe de escenarios de energía futuros) de 2020, National Grid, el gestor del sistema de energía del Reino Unido, estima que la demanda de electricidad para el transporte vial será aproximadamente de 80 TWh en 2050, frente a 1 TWh en 2020. La mayor parte de esta demanda estará vinculada con la red de distribución. Las empresas de distribución [conocidas como gestores de redes de distribución [(DNO, por sus siglas en inglés) en el Reino Unido] en el Reino Unido] están trabajando para comprender esta demanda y el impacto que tendrá en sus redes para que pueda facilitarse la transición a VE.

Una de las empresas de distribución del Reino Unido, Western Power Distribution, puso en marcha Electric Nation como parte de su cartera de proyectos de innovación. Fue

presentado por EA Technology, DriveElectric, Lucy GridKey, y TRL. La figura 1 muestra las áreas habilitadas y la ubicación de los participantes del estudio.

La idea detrás de la carga inteligente es variar la corriente utilizada por un cargador de VE mediante el uso de una señal externa, y de esta manera aplicar una gestión de la demanda para la carga de VE. La señal podría utilizarse para reducir la velocidad de carga en momentos en los que la red está por alcanzar su capacidad máxima. El vehículo puede únicamente obtener electricidad de la red; no puede regresar energía a la red.

La carga inteligente puede potencialmente mitigar las consecuencias negativas asociadas con el uso de VE (p. ej., los aumentos en la carga máxima que excedan la capacidad de la red) al mismo tiempo que brindan beneficios como proporcionar una carga flexible para asistir a la integración de la generación renovable. También podría beneficiar a la clientela ofrecer un ingreso adicional o costos reducidos (p. ej., un pago por la prestación de servicios de flexibilidad o asegurarse de que su vehículo está cargado cuando los precios de la electricidad están bajos).

El estudio Electric Nation

El estudio de campo Electric Nation se desarrolló entre enero de 2017 y diciembre de 2018. 673 conductores fueron

La flexibilidad de carga alcanza su pico al anochecer, esto es una ventaja porque se alinea con los tiempos en los que la carga inteligente puede volverse necesaria.

reclutados por DriveElectric de las cuatro áreas habilitadas de Western Power Distribution. Todos los participantes del proyecto tenían un vehículo conectable [ya sea un VE híbrido “plug-and-play” (PHEV), un extensor de rango o un VE a batería (BEV)] y acceso a estacionamientos fuera de la calle. Se incentivó a los participantes a que fueran parte del estudio con la instalación de un cargador inteligente gratuito y la oportunidad de participar en una investigación que podría ayudar a la uso de VE en el futuro.

Los participantes del estudio tenían una amplia variedad de vehículos, con baterías con capacidades de 4.4 a 100 kWh. La cohorte del estudio se dividió para dos proveedores de carga inteligente: CrowdCharge y GreenFlux, con 328 y 345 participantes, respectivamente. La figura 2 muestra la composición de las dos cohortes en función de la capacidad de las baterías.

En el informe final se analizó el impacto de la capacidad de la batería sobre varias métricas (la frecuencia de carga, el estado estimado de la carga al momento de conectarse, la flexibilidad, la actitud respecto de la carga inteligente, entre otras). Los datos demográficos de los participantes del estudio (véase la figura 3) se vieron fuertemente influenciados por los datos demográficos de quienes podían comprar o alquilar un VE al momento del estudio.

La tabla 1 resume las cuatro etapas del estudio. CrowdCharge y GreenFlux desarrollaron distintas aplicaciones que se usaron en los estudios 2 y 3:

- ✓ *CrowdCharge*: los participantes podían ingresar planes de viaje en la aplicación en forma de planificación (distancia del viaje y hora de salida). También se les pidió que ingresaran en la aplicación el estado de la carga del vehículo cuando se conectarán. El sistema de CrowdCharge priorizó las sesiones de carga con las horas de salida anteriores o los requerimientos de energía más altos. En el estudio 3, el sistema utilizó las planificaciones para intentar usar la energía más barata posible. Por ejemplo, si un conductor ingresó un plan de viaje que mostraba que el vehículo no iba a necesitarse nuevamente hasta la mañana siguiente, su carga ocurriría durante la noche, cuando aplicaba el precio más bajo. Si no se daban instrucciones, el vehículo se cargaría completamente sin importar la tarifa (incluso durante el periodo máximo).
- ✓ *GreenFlux*: a partir del estudio 2, se habilitó un botón de prioridad alta en la aplicación cuando había una sesión de carga activa. El sistema de GreenFlux asignó corriente a todos los eventos de carga en los que se había indicado la prioridad alta anteriormente. La corriente restante procedió a asignarse a todas las demás sesiones de carga. Debido a la cantidad de corriente disponible y el uso relativamente bajo de la función de prioridad alta, que funcionó como un sistema de exclusión voluntaria. La funcionalidad de la aplicación se amplió en el estudio 3 para ofrecer a los participantes tres preferencias de carga, que establecían las horas de operación del cargador de su hogar; por ejemplo, pausaba la carga durante el periodo entre las 4:30 p.m. y las 10 p.m., cuando el precio era elevado. Una vez que el usuario seleccionó una preferencia de carga, esta aplicaba a todas las sesiones de carga usando su cargador inteligente.

Durante el estudio, se registraron 150,105 eventos de carga con valores de periodo iguales a 1.2 millones de horas. Estos datos revelan mucha información sobre el comportamiento de carga de los

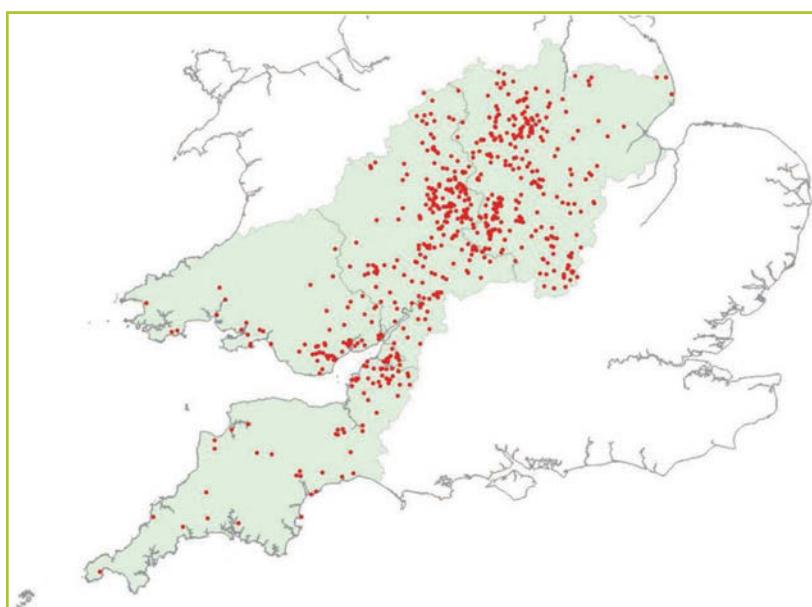


figura 1. Áreas habilitadas de Western Power Distribution (sombreado verde, sudeste de Inglaterra, Gales del Sur y las Tierras Medias Orientales y Occidentales) y los participantes de Electric Nation (puntos rojos).

participantes: qué tan seguido hacen cargas, cuánta energía se utiliza, cuánta flexibilidad está disponible, entre otras. El volumen de los datos y la diversidad de los participantes en cuanto a los tipos de vehículos y el tamaño de la batería permitieron que este comportamiento se clasificara en estas características.

El estudio de la clientela también fue un elemento fundamental de Electric Nation y permitió que mediante el proyecto se entendieran las respuestas de los participantes a la gestión de la demanda que experimentaban, el uso de las aplicaciones y los incentivos de carga. Los participantes completaron encuestas antes de experimentar la carga inteligente, al final de cada estudio en el que participaron, y al final del proyecto en diciembre de 2018. Además, una

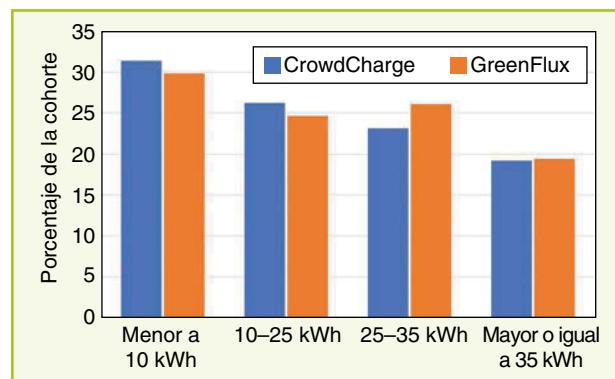


figura 2. La composición de las cohortes de CrowdCharge y GreenFlux según la capacidad de la batería.

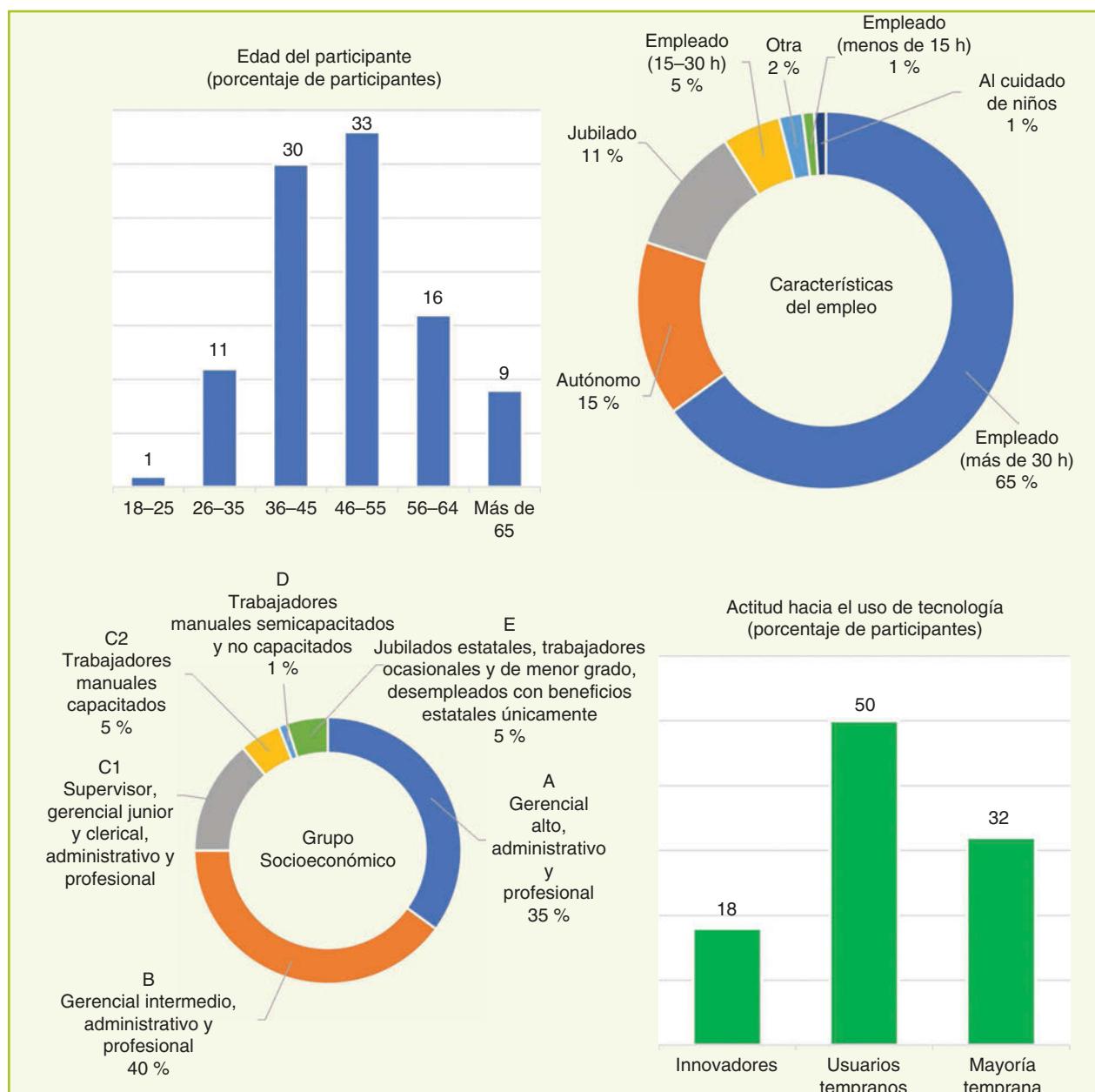
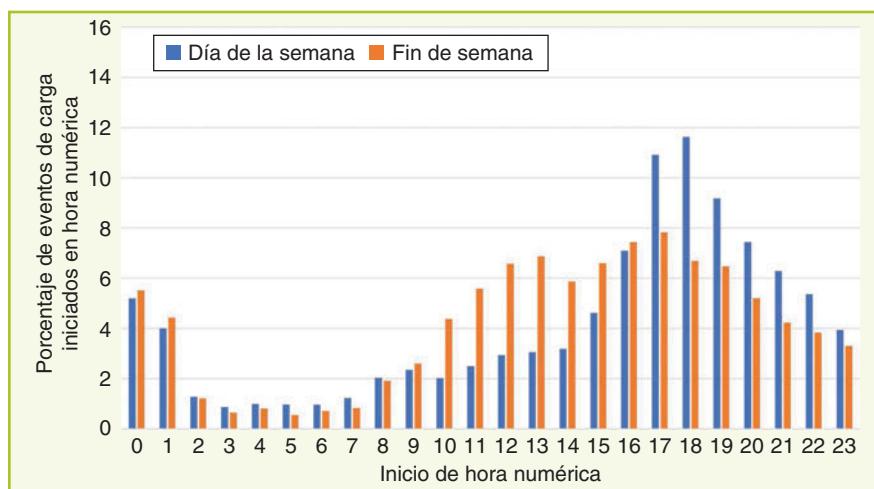


figura 3. Los datos demográficos de los participantes de Electric Nation.

tabla 1. Un resumen de las etapas del estudio.

Etapa del estudio	¿La gestión de la demanda era activa si la demanda excedía la capacidad?	¿Se informó a los participantes cuando la gestión de la demanda estaba activa?	¿Los participantes podían interactuar con los sistemas de carga inteligente?	Recompensas/sanciones financieras
Por fuera de la gestión	No	—	—	—
Estudio 1: ciego	Sí	No	No	No
Estudio 2: interactivo	Sí	No; disponible solo para los participantes de GreenFlux en la interfaz de la aplicación	Sí	No
Estudio 3: incentivado	Sí	No; disponible solo para los participantes de GreenFlux en la interfaz de la aplicación	Sí	Sí; vinculado con el momento en el que ocurrió la carga

**figura 4.** La distribución de los puntos de inicio de la carga para días de la semana y fines de semana.**tabla 2. La frecuencia de carga media según el tipo de vehículo y la capacidad de la batería.**

Categoría	Frecuencia de carga media (sesiones de carga por día)
Todos los participantes	0.52
Tipo de vehículo	PHEV
	VE extensor de rango
	BEV
Capacidad de la batería	Menor a 10 kWh
	10–25 kWh
	25–35 kWh
	Mayor o igual a 35 kWh

pequeña cantidad de participantes se involucró en discusiones de grupos de debate.

Descripción general del comportamiento de carga doméstica

Entender los comportamientos de carga es fundamental para determinar la necesidad y la disponibilidad de la flexibilidad. Desde la perspectiva de la red de distribución, si el régimen de carga del VE se puede contemplar dentro de la capacidad existente de la red (p. ej., si la mayoría ocurriría durante la noche), entonces no habría necesidad de que los DNO brinden flexibilidad para gestionar el aumento en la demanda. También es necesario comprender los comportamientos de carga para determinar si el régimen de carga podría ser flexible; es decir, ¿sería posible reducir las velocidades de carga sin importunar a los conductores?

La próxima sección brinda una descripción general de algunos de los elementos de los comportamientos de carga que son particularmente importantes para establecer la necesidad y disponibilidad de la flexibilidad. El informe técnico de Electric Nation contiene más detalles y una descripción general más amplia de los comportamientos de carga.

¿En qué horarios ocurren las cargas?

La figura 4 ilustra el porcentaje de todos los eventos de carga que iniciaron en cada una de las horas del día. El estudio 3 afectó significativamente el horario en el que comenzaban las cargas y se excluye del gráfico porque no son datos representativos de referencia de los comportamientos de carga.

La figura 4 evidencia un pico en las sesiones de carga que comenzaban al anochecer, particularmente los días de semana. Es probable que esto ocurra ya que los conductores vuelven a casa del trabajo y conectan sus vehículos. La carga de los VE al anochecer coincide con el pico existente de la red en zonas residenciales. Esto indica que la flexibilidad puede requerirse a fin de diferir o evitar la necesidad de reforzar la red para contemplar la carga adicional.

¿Con qué frecuencia cargan sus VE los conductores?

La frecuencia con la que los conductores de VE cargan sus vehículos contribuye a la diversidad del régimen de carga. Por ejemplo, la distribución en la figura 4 demuestra que los eventos de carga se agrupan cerca del pico vespertino. Si todos los conductores se conectaran todos los días, la carga en horas pico adicional resultante sería mucho mayor que si los conductores se conectaran con menor frecuencia. La tabla 2 lista la frecuencia de carga media de los participantes de Electric Nation, de acuerdo con el tipo de vehículo y la capacidad de la batería.

Esto evidencia que, en toda la población del estudio, los conductores cargan aproximadamente día por medio. Solo el 15 % de los participantes cargaron sus vehículos al menos una vez al día y ese grupo se componía mayormente de conductores de PHEV (el 72 % del grupo).

Los datos de Electric Nation muestran que los conductores con menor kilometraje semanal (menos de 322 km) era mucho más probable que tuvieran una menor frecuencia de carga (menos de 1.6 veces por semana) que aquellos con mayores kilometrajes. En 2019 en el Reino Unido el kilometraje anual automovilístico promedio fue de 11,906.6 km (National Travel Survey Table NTS0901), que equivale a 32.2 km diarias o 142 semanales.

La frecuencia de carga disminuye para baterías con mayor capacidad ya que la distancia de viaje antes de que el conductor necesite cargar es mayor. Los nuevos VE normalmente tienen baterías con mayor capacidad, por lo que es improbable que aumente la frecuencia de carga a futuro.

¿Los conductores ya están aprovechando la flexibilidad al cargar sus vehículos?

Los VE incluyen la posibilidad de establecer un temporizador para controlar cuándo se cargará el vehículo. Los propietarios de VE pueden usar temporizadores por varios motivos, por ejemplo

- ✓ aprovechar las tarifas de ToU existentes (algunos de los participantes tenían una tarifa “Economy 7”, que ofrece electricidad a menor precio por 7 h durante la noche)
- ✓ coincidir la carga de VE con su propia generación de electricidad
- ✓ la conciencia de los problemas de capacidad de la red y el deseo de minimizar su contribución a este tema, tal vez debido a su participación en Electric Nation.

tabla 3. Uso de temporizadores de los participantes de Electric Nation.

Grupo	Cantidad de participantes*	Porcentaje de usuarios “frecuentes” de temporizadores
Todos los participantes	554	19
Capacidad de la batería del vehículo	Menor a 10 kWh	165
	10–25 kWh	142
	25–35 kWh	146
Tipo de medidor de electricidad	Mayor o igual a 35 kWh	101
	Medidor de tarifa única	459
	Medidor de tarifa dual	93
Tipo de tarifa de electricidad al final del estudio	Tarifa estándar o acuerdo de precio fijo	295
	Economy 7/economy 10 u otra tarifa ToU	79
	Tarifa específica de VE	40

*Se incluyó a los participantes en este análisis únicamente en los casos en los que los datos sobre el inicio del momento de carga estuvieran disponibles para al menos 10 eventos de carga, por ello el total más bajo de todos los participantes. No se tuvo conocimiento de la clase de medidor para todos los participantes, y no todos los participantes completaron la encuesta final con su elección de tipo de tarifa eléctrica.

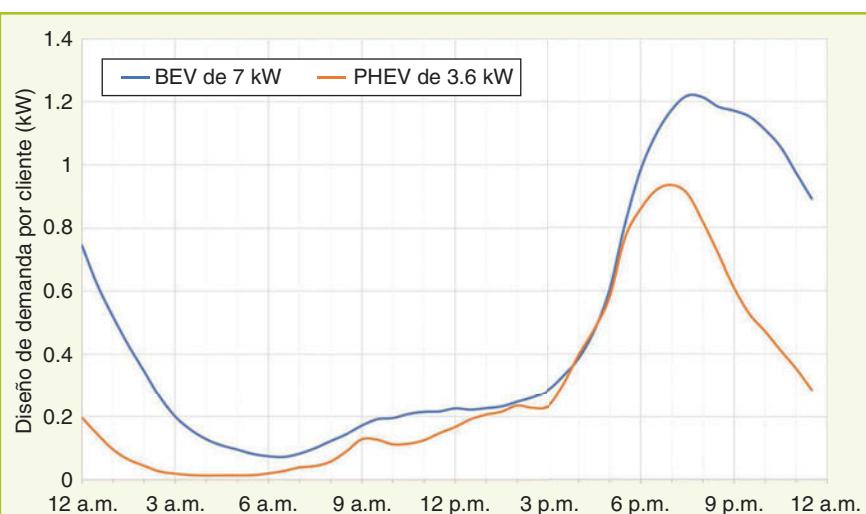


figura 5. La demanda diversificada de VE por cliente en kilowatts para vehículos PHEV de 3.6-kW y BEV de 7-kW durante los días de inviernos.

El uso de temporizadores implica flexibilidad porque el conductor ha decidido retrasar el inicio de la carga. En esta sección se observa qué tan extendido estaba el uso de temporizadores en la cohorte del estudio (excluido el estudio 3) y qué participantes tenían más probabilidad de usarlos. Aproximadamente en el 19 % de los 94,519 eventos de carga se usó un temporizador. Los datos reflejan que el 20 % de los participantes fueron responsables del 80 % de los eventos de carga en los que se usaba temporizadores; es decir, una cantidad relativamente baja de participantes usa temporizadores con frecuencia contrario a que la mayoría de los participantes use un temporizador ocasionalmente. Se examinaron los datos para ver qué participantes tenían una mayor probabilidad de ser usuarios de temporizadores “frecuentes” (es decir, que lo usen en al menos el 50 % de los eventos de carga). La tabla 3 detalla la proporción de participantes que fueron usuarios de temporizadores frecuentes en los distintos grupos.

Estos resultados evidencian que el uso de temporizadores (lo que implica flexibilidad) está motivado por la posibilidad de recibir una recompensa financiera por hacer las cargas a una hora determinada del día. Los resultados del estudio 3 también apoyan esta afirmación.

¿Qué es la necesidad de flexibilidad?

Los datos del proyecto se analizaron para estimar la carga adicional sobre las redes de distribución a partir del uso de VE. Esto considera el momento en el que inicia la carga (véase la figura 4) y cuánto tiempo lleva. La figura 5 presenta la carga adicional (diversificada) en un día de semana invernal (el periodo pico de la demanda usual del Reino Unido para los BEV de 7-kW y los PHEVs de 3.6-kW). La demanda de diseño por cliente que se muestra en la figura 5 es considerablemente menor a la clasificación de carga individual. Esto se debe a que a medida que aumenta la cantidad

de hogares, disminuye la probabilidad de que se usen todos los cargadores al mismo tiempo. Como resultado, la carga promedio que se observa por hogar en cualquier periodo baja de manera acorde. Este concepto de “diversidad” es fundamental para el diseño y la operación eficientes de las redes eléctricas.

La figura 5 evidencia que la mayor parte del régimen de carga de los VE ocurre al anochecer y alcanza el pico aproximadamente desde las 7 p.m. hasta las 8 p.m., dependiendo del tipo de vehículo. Esto se debe al efecto cumulativo de que se “apilen” las sesiones de carga a medida que más conductores se conectan al anochecer. La carga disminuye pasado el pico a medida que las sesiones terminan.

CrowdCharge y GreenFlux recibieron perfiles de la capacidad disponible de cada media hora del día (con perfiles distintos para los días de la semana y los fines de semana). Estos perfiles de capacidad se fijaron para ser representativos de un alimentador de 11-kV y la gestión del nivel de demanda que se necesitaría si el 30 % de los vehículos fuesen VE. Se utilizó la carga inteligente para asegurar que la demanda de cada grupo de cargadores no excedía la capacidad disponible. Los resultados del estudio arrojaron que se requería regularmente la gestión de la demanda cuando los perfiles de capacidad invernales estaban activos, con más del 75 % de los participantes transitando experiencias de carga inteligente durante el estudio 1.

La carga adicional que predice la figura 5 y la necesidad de gestión durante el estudio indica que es probable que se necesite flexibilidad en las cargas de los VE. Las próximas dos secciones analizan esto con más detalle.

Flexibilidad en la carga

En la sección anterior se trató la necesidad (desde el punto de vista de la empresa de distribución) para limitar el aumento en el pico de carga causado por la carga doméstica de VE.

Las siguientes secciones utilizan datos de Electric Nation para demostrar en qué medida los conductores pueden ser flexibles con sus cargas domésticas y cómo se puede aprovechar esto con la carga inteligente.

¿Hay flexibilidad disponible?

En este contexto, la carga *flexible* significa que la velocidad general de la carga se podría reducir sin que resulte inconveniente para el conductor. Se calculó la flexibilidad para cada evento de carga con el cálculo del porcentaje de la duración de la conexión (el tiempo durante el cual el vehículo estuvo

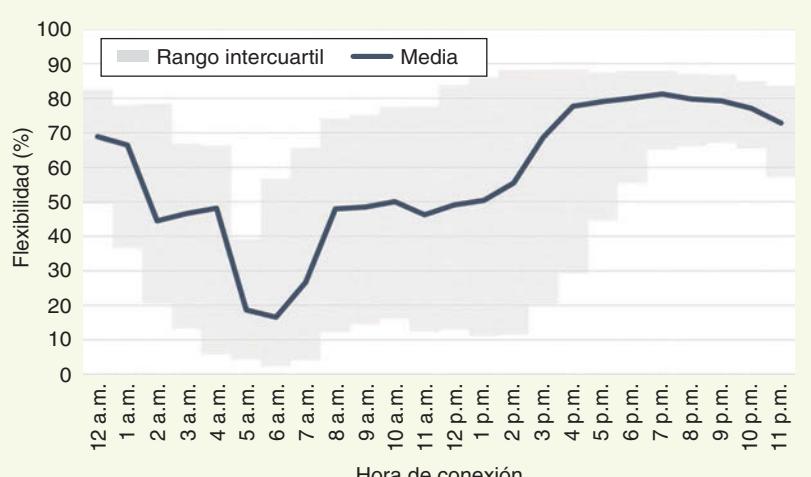


figura 6. Flexibilidad en diferentes horas de conexión (días de semana)

conectado al cargador) cuando la carga del vehículo estaba activa. Restar esta cantidad a 100 proporciona el grado de flexibilidad.

Consideré los siguientes dos casos.

- 1) El automóvil carga por toda la duración de la conexión (flexibilidad = 0 %). Si se redujera la velocidad de carga, el estado de la carga del vehículo cuando estaba desconectado sería menor a si se hubiese cargado hasta su punto máximo.
- 2) El automóvil carga durante 1 h pero está conectado durante 4 h (flexibilidad = 75 %) La velocidad de la carga podría reducirse pero el vehículo aún tendría la carga completa cuando se desconecte porque había tiempo para recuperar el periodo de carga más lenta.

Si la mayoría de los eventos de carga tuvieran baja flexibilidad, utilizar la carga inteligente para reducir las velocidades de carga en el caso de limitaciones de la red podría generarle inconvenientes a los conductores. Sus vehículos tendrían un estado de carga menor que el que esperaban cuando los desconectaron. Si, sin embargo, la flexibilidad es generalmente alta, hay posibilidad de reducir las velocidades de carga sin afectar a los conductores.

La figura 6 ilustra la distribución de los resultados de la flexibilidad para 62,198 eventos de carga en días de semana. Para cada hora, la línea azul indica la flexibilidad media en eventos de conexión dentro de la hora. Los bordes del área sombreada indican el rango intercuartil para cada hora de conexión.

Como ejemplo, nótense los eventos de carga de los días de semana en los que el vehículo estuvo conectado entre las 5 p.m. y las 5:59 p.m. De los eventos de carga,

- ✓ el 75 % tienen una flexibilidad de más del 45 %
- ✓ el 50 % tienen una flexibilidad de más del 79 %, lo que indica que cargan durante solo el 21 % del tiempo que pasan conectados
- ✓ el 25 % tienen una flexibilidad de más del 87 %.

La flexibilidad de carga alcanza el pico al anochecer, esto es una ventaja porque se alinea con los tiempos en los que la carga inteligente puede volverse

necesaria. La alta flexibilidad indica que debería ser posible reducir la velocidad de carga sin afectar a la clientela.

¿Es posible aprovechar la flexibilidad?

Electric Nation implementó con éxito la carga inteligente para más de 500 participantes durante 18 meses, lo que probó la factibilidad técnica de utilizar la carga inteligente con el objetivo de aprovechar la flexibilidad para la carga de los vehículos. La aceptación de la clientela se explora en próximas secciones de este artículo.

Se analizaron los eventos de carga para detectar cuando el vehículo estaba “desconectado en caliente”, es decir, cuando el vehículo todavía estaba cargando inmediatamente antes de ser desconectado. Si la gestión de la demanda ocasionó un aumento en la tasa de desconexión en caliente, esto indicaría que no hubo suficiente flexibilidad disponible para dar

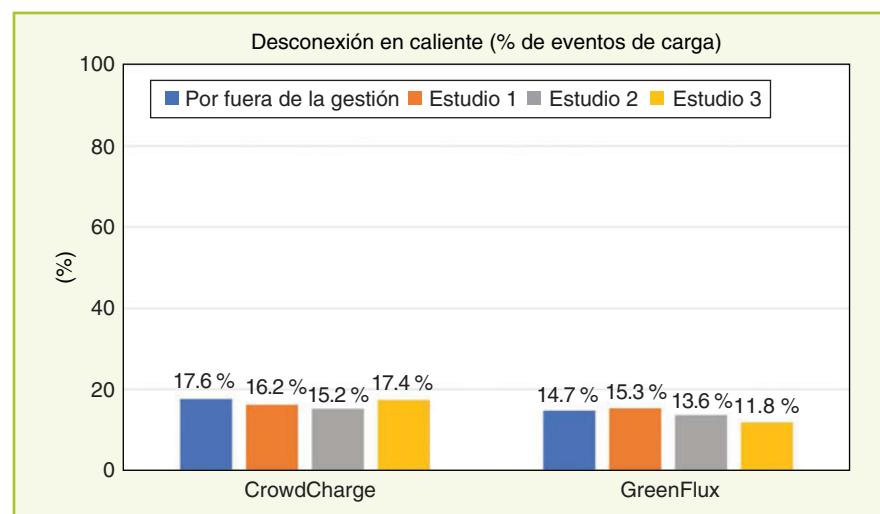


figura 7. Las tasas de desconexión en caliente de acuerdo con la cohorte y la fase del estudio.

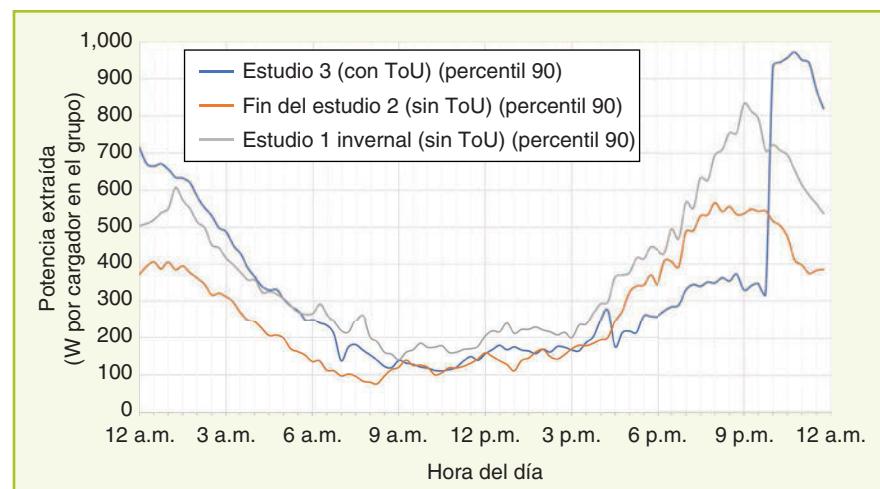


figura 8. La curva de la demanda los días de semana para el percentil 90. El estudio 3 (la tarifa ToU) se compara con los otros estudios.

cabida a la carga inteligente. La figura 7 compara las tasas de desconexión en caliente para CrowdCharge y GreenFlux en las distintas fases del estudio.

La tasa de desconexión en caliente se mantuvo baja en todas las fases del estudio. En el grupo de GreenFlux, hubo solo un pequeño (y estadísticamente insignificante) aumento en la tasa de desconexión en caliente entre el periodo por fuera de la gestión y el estudio 1. En todas las demás fases del estudio, la tasa cayó a pesar de que la carga inteligente redujo la velocidad de carga (estudio 2) o de que se retrasara la carga hasta el periodo nocturno en respuesta al incentivo ToU.

Para CrowdCharge, el único aumento (aunque relativamente bajo) en la tasa de desconexión en caliente ocurrió entre los estudios 2 y 3. Esto probablemente se deba al

algoritmo utilizado y el bajo nivel de interacción entre los participantes y la aplicación de planificación de viajes. El algoritmo del estudio 3 de CrowdCharge redujo la velocidad de carga más de lo necesario para satisfacer los límites de capacidad de la red. Sin este límite adicional, es improbable que la tasa de desconexión en caliente hubiese subido.

La figura 7 muestra que a pesar de la gestión regular de la demanda y de que los participantes retrasaran la carga como respuesta al incentivo ToU, hubo un impacto bajo en la proporción de los eventos de carga que no se completaron antes de que se desconectara el vehículo. La flexibilidad evidenciada en la figura 6 se puede aprovechar sin alterar el estado de carga del vehículo cuando el conductor lo desconecte.

¿Las recompensas financieras pueden fomentar la carga flexible por parte de los conductores?

En el estudio 3, se ofreció a los usuarios una recompensa financiera vinculada al momento del día en el que hacían cargas mediante una tarifa ToU simulada. Se actualizó la aplicación para apoyar el cambio de comportamiento de los usuarios. El estudio 3 demostró la medida en la que los participantes estaban dispuestos a cambiar su comportamiento de carga (es decir, ser flexibles) cuando se les ofrecía un incentivo financiero. Esta sección describe los resultados del estudio 3 para la cohorte de GreenFlux.

La figura 8 presenta el perfil de carga del grupo de estudio 3 de GreenFlux para el periodo de mediados de octubre a mediados de diciembre (azul) en comparación con los otros dos periodos:

- ✓ el mes anterior al inicio del estudio 3 (naranja)
- ✓ el periodo invernal (enero a principios de marzo) durante el estudio 1 (gris).

La diferencia en el perfil entre el estudio 3 y los estudios 1 y 2 es clara, particularmente durante el periodo pico vespertino tradicional. El pico de demanda vespertino en los estudios 1 y 2 se suprimió mediante la gestión de la demanda. El impacto del sistema ToU es claro: hay una reducción significativa durante el periodo del pico vespertino. La reducción en la demanda vespertina significa que no era necesaria la gestión de la demanda durante el estudio 3 ya que siempre había suficiente capacidad disponible. La demanda que dejó de ocurrir durante el periodo del pico vespertino comenzaba a las 10 p.m., lo que ocasionaba un pico en la demanda. En una aplicación normal, el inicio de los eventos de carga retrasados se distribuiría equitativamente durante el inicio del periodo nocturno, para que no ocurra este pico. La demanda en las primeras horas de la mañana (12 a.m. hasta 4 a.m.) fue mayor que los estudios 1 y 2 pero volvió a niveles similares pasado este punto.

La figura 8 demuestra que la combinación de incentivos financieros y la implementación de la aplicación por parte de GreenFlux tuvo éxito en fomentar a los participantes para que sean flexibles con su régimen de carga, y de esa manera reduzcan el aumento del pico de la demanda comparado con

tabla 4. Tarifa ToU de recompensa de Electric Nation.

Periodo	Periodo	Costo de electricidad (£) por unidad (kWh)	Cambio en el valor de la recompensa (£) por unidad utilizada (kWh)
Noche	10 p.m. – 6:30 a.m.	.10	+.05
Día	6:30 – 4:30 p.m.	.12	+.03
Pico	4:30 – 7 p.m.	.28	-.13
Disminución gradual vespertina	7 – 7:30 p.m.	.22	-.07
	7:30 – 8 p.m.	.18	-.03
	8 – 8:30 p.m.	.14	+.01
	8:30 – 9 p.m.	.12	+.03
	9 – 10 p.m.	.11	+.04

tabla 5. Las preferencias de carga en el estudio 3 de GreenFlux.

Nombre de la preferencia	Impacto de la preferencia de carga	Porcentaje de los eventos de carga del estudio 3 para cada preferencia	Porcentaje de participantes que usan esta opción con mayor frecuencia
Optimizar tiempo (opción por defecto)	Sin restricciones	54	47
Optimizar tiempo y costos	No cargar entre las 4:30 p.m. y las 7 p.m.	6	6
Minimizar costos	No cargar entre las 4:30 p.m. y las 10 p.m.	40	47

Los resultados del proyecto Electric Nation comprobaron la capacidad de la carga inteligente de aprovechar la flexibilidad disponible de la carga de VE en el contexto de un estudio.

otros períodos del estudio. El resto de esta sección describe cómo se logró esto.

La tarifa ToU simulada se basó en los precios de Octopus Agile (un proveedor de energía del Reino Unido) de la tarifa. La tarifa se aplicó únicamente a la energía utilizada por el cargador de VE de los participantes y se otorgó en forma de un valor de recompensa, que se convirtió en una tarjeta de regalo o cupón al final del estudio. Cada participante comenzó el estudio 3 con un valor de recompensa de £10. La tabla 4 resume la tarifa y el impacto que tiene la carga en diferentes períodos sobre el valor de recompensa de los participantes.

Los participantes de GreenFlux podían descargar una aplicación para teléfonos inteligentes que les permitía configurar una preferencia de carga (que designaba los momentos del día en los que podía operar el cargador de su hogar), que estaba vinculada a los períodos de tarificación de la tabla 4. El 82 % de los participantes descargaron la aplicación al final del estudio 3. La aplicación tenía un sistema de *set-and-forget* (*configurar y olvidar*), es decir que la preferencia aplicaba a todos los eventos de carga del cargador del hogar hasta que se cambiara la configuración. La tabla 5 detalla las tres preferencias y las estadísticas del nivel de uso de cada una.

Hacia el final del estudio 3, el 61 % de los participantes habían usado la aplicación al menos una vez para cambiar su preferencia de carga. Los resultados clave del estudio 3 fueron los siguientes:

- ✓ No hubo diferencias estadísticamente significativas entre las horas en las que los participantes conectaban sus vehículos durante el estudio 3 (comparado con el resto del estudio). Se usaron la aplicación o los temporizadores para evitar la carga durante la hora pico.
- ✓ Los participantes que usaron la aplicación lograron los mayores cambios en su comportamiento de carga durante el pico vespertino. Antes del estudio 3, el 44 % de los eventos de carga de los días de semana de este grupo comenzaban entre las 4 p.m. y las 7:59 p.m., que se redujo al 18 % durante el estudio 3.
- ✓ Una menor proporción de los eventos de carga del 77 % de los participantes ocurrían en el periodo vespertino de los días de semana en el estudio 3, en comparación con el resto del proyecto.
- ✓ Era mucho más probable que los grupos a continuación utilizaran las preferencias de carga que ofrecía la aplicación para evitar hacer cargar durante el pico vespertino, en comparación con la población como un todo:

- aquellos que compraron su vehículo (el 68 % frente al 53 %)

- los participantes cuyas motivaciones para comprar un VE incluían “costos de funcionamiento más bajos” (64 %), el “deseo de tener la última tecnología” (72 %), y un “manejo más fácil/más fluido” (73 %)

- aquellos que también cargaban su vehículo en el trabajo (83 %).

- ✓ Durante un grupo de debate al final del estudio, se preguntó a los participantes qué porcentaje de reducción del costo de carga de sus VE los incentivaría a continuar utilizando la carga inteligente. Las respuestas indicaron que aproximadamente el 15 % sería aceptable. Usando los datos del consumo de energía para cargar VE, esto equivale a entre £21 y £108 anual (una reducción del 15 % según el consumo de energía entre 970 y 5,000 kWh porque el consumo de energía varía significativamente dependiendo de la capacidad de la batería). Las recompensas que se ofrecieron en el

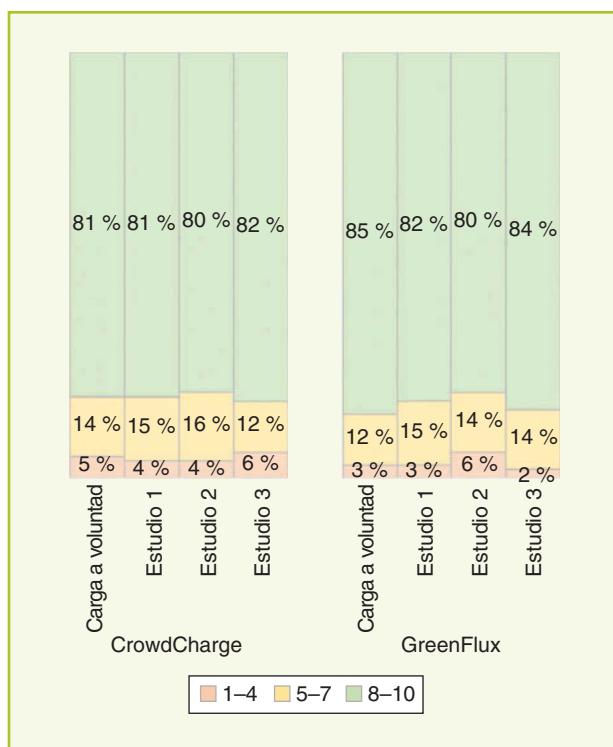


figura 9. El nivel de satisfacción con los acuerdos de carga durante cada etapa del estudio (10 = “Completamente satisfecho”).

estudio 3 fueron más generosas que estas (un rango intercuartil entre £60 y £160 anual con un promedio de ganancia de £22.41 durante el estudio de dos meses). Esto sugiere que incluso una recompensa financiera relativamente modesta podría tener éxito en fomentar a los conductores para que sean flexibles en las cargas en su hogar de los VE.

Actitudes de los participantes de proporcionar flexibilidad

¿La satisfacción de los participantes se vio afectada por experimentar la gestión de la demanda?

Durante el periodo del estudio, los participantes de Electric Nation completaron encuestas sobre su experiencia en el estudio y su actitud hacia la carga inteligente. Se sometió a los participantes una serie de preguntas consistentes sobre su actitud hacia la carga inteligente en cada etapa, lo que permitió que se vincularan los resultados a sus experiencias en cada estudio. La figura 9 ilustra los puntajes cuando se pidió a los participantes que calificaran su satisfacción con

los acuerdos de carga, en una escala de 1 a 10 (10 = completamente satisfecho).

En ambos grupos, la satisfacción se mantuvo alta en todas las etapas del estudio, sin que ocurrieran cambios estadísticamente significativos. Los datos también se analizaron para determinar si la experiencia de los participantes de la gestión de la demanda afectó las calificaciones de satisfacción que brindaron. Si los participantes cuya carga se gestionó más frecuentemente experimentaron menor satisfacción, esto podría indicar una falta de aceptación de la carga inteligente. En ambas cohortes del estudio, este no fue el caso. Experimentar más gestión de demanda (velocidad de carga reducida) no condujo a calificaciones más bajas de la satisfacción o aceptación de los acuerdos de carga.

¿Los participantes deseaban controlar la gestión de la demanda?

Durante el estudio 1 (véase la tabla 1) no se informó a los participantes cuando se gestionaba su carga y no podían anularla o excluirse voluntariamente. Como se muestra en la figura 9, a pesar de esta falta de control, se mantuvo alta la satisfacción de los participantes. El estudio 2 introdujo aplicaciones que brindaban a los participantes un método de influenciar qué tan probable era que se gestionara su carga. Los sistemas usados por GreenFlux y CrowdCharge diferían en las siguientes maneras:

- ✓ **CrowdCharge:** los usuarios le decían a la aplicación cuánta carga tenía actualmente su vehículo y cuánto necesitaban para el día siguiente (mediante la planificación de viajes). El sistema priorizaba a aquellos usuarios cuyos viajes planificados implicaban que no se podía bajar la velocidad de su carga.
- ✓ **GreenFlux:** los participantes tenían acceso a una aplicación que les mostraba en tiempo real si su carga estaba siendo gestionada y les permitía solicitar “prioridad alta” para anular la gestión de su sesión de carga actual.

Estos distintos enfoques permitieron que se hicieran comparaciones del nivel de interacción con los diferentes sistemas. Algunas estadísticas fundamentales del estudio 2 son las siguientes:

- ✓ **CrowdCharge:**
 - Durante el estudio 2, el 55 % de quienes fueron invitados a crear una cuenta en una aplicación, lo hicieron.
 - Los usuarios podían ingresar tres tipos de datos: viajes regulares (un trayecto en ciertos días de la semana), viajes únicos y estado de la carga. Durante el estudio 2, el 65 % de los usuarios de cuenta ingresaron al menos un dato. Los planes de viajes comprendían el kilometraje y la hora de salida. El estado de la carga se requería cada vez que se iniciaba la aplicación, ya que sin esta información no es posible saber cuánta energía se necesitaba para el siguiente viaje.
- La tabla 6 resume la frecuencia de ingreso de datos.

tabla 6. La frecuencia de la entrada de datos de CrowdCharge para el estudio 2.

Tipo de datos	Porcentaje de usuarios de una cuenta en la aplicación que proporcionaron estos datos al menos una vez	Frecuencia promedio de la entrada de datos (entradas por semana)
Viaje regular	41	0.16
Viaje único	25	0.07
Estado de la carga	57	0.47

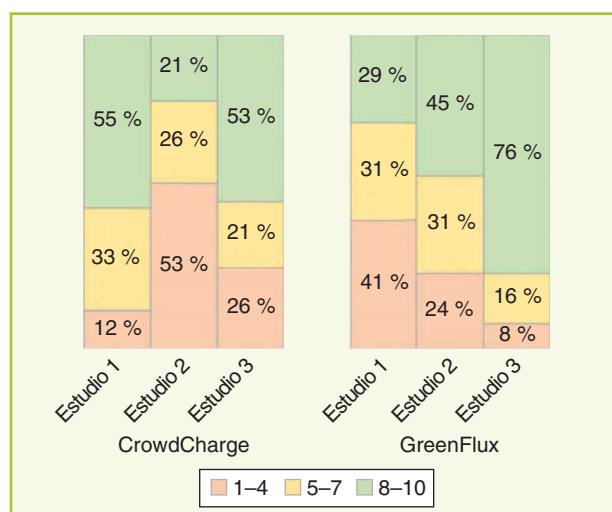


figura 10. La probabilidad de que los usuarios adopten las soluciones de cada estudio (10 = “Muy probable”).

La frecuencia de ingreso de datos fue en general muy baja. El estado de la carga debería haber sido ingresado cada vez que el conductor conectaba el vehículo. La frecuencia de carga promedio fue entre tres y cuatro veces por semana cuando se ingresaba el estado de carga, en promedio, solo una vez cada dos semanas.

- En la encuesta del estudio 2 se les preguntó a los participantes por qué usaron o no usaron la aplicación.
 - Los motivos por los que la utilizaron fueron “para participar en el estudio” (60 %), “para monitorear el costo de la carga” (45 %), y “planificar los viajes” (7 %).
 - Los motivos por los que no la utilizaron fueron que “no veo los beneficios de utilizar la aplicación” (59 %), “no he tenido tiempo” (26 %), y por “problemas técnicos” (15 %).

✓ GreenFlux:

- El 69 % de los participantes había descargado la aplicación y el 61 % de los participantes solicitaron al menos una vez la prioridad alta.
- Durante el estudio 2, el 4 % de los eventos de carga tenían una solicitud de prioridad alta asociada. Una mayor proporción de eventos de carga incluía una solicitud de prioridad alta al inicio del estudio 2. Esta ocurrencia se estabilizó al 2.5 % de los eventos de carga durante las últimas etapas del estudio.
- Aproximadamente el 20 % de los participantes efectuaron el 90 % de las solicitudes de prioridad alta. Esta función fue usada regularmente por un grupo pequeño de participantes y muy poco por la mayoría. No hubo un vínculo entre el uso de la función de prioridad alta y la preocupación que expresaron los participantes sobre la gestión de la demanda y la cantidad de gestión que habían experimentado.

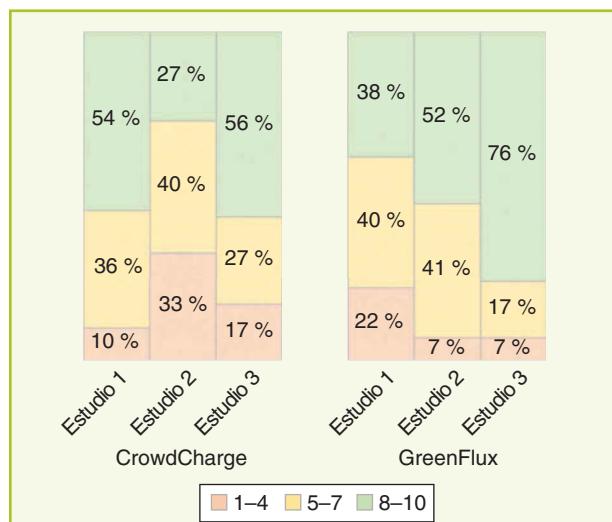


figura 11. La probabilidad de que los usuarios recomiendan las soluciones de cada estudio (10 = “Muy probable”).

- En la encuesta del estudio 2 se les preguntó a los participantes por qué usaron o no usaron la aplicación.
 - Los motivos por los que utilizaron la aplicación fueron “debido a los requerimientos del viaje” (58 %), “para probar la aplicación” (30 %), y “no quería esperar para cargar su auto” (5 %).
 - Los motivos por los que no utilizaron la aplicación fueron “no haría diferencia en su régimen de carga” (43 %), “problema técnico/problemas con la invitación para usar la aplicación” (27 %), y “no tiene acceso a un teléfono inteligente” (8 %).

¿La carga inteligente podría volverse algo común a futuro?

Los resultados del proyecto Electric Nation comprobaron la capacidad de la carga inteligente de aprovechar la flexibilidad disponible de la carga de VE en el contexto de un estudio. La figura 6 evidencia que está disponible una importante flexibilidad y esto se alinea adecuadamente con los períodos en los que la demanda de electricidad es típicamente mayor. Los resultados de las encuestas a los participantes indican si los participantes adoptarían sistemas similares permanentemente o si los recomendarían a sus amistades y familiares.

La figura 10 indica qué tan probable era que los participantes adoptaran las soluciones de cada estudio.

- ✓ Los participantes de CrowdCharge favorecían la simplicidad del estudio 1 o las recompensas asociadas al estudio 3. Los estudios 2 y 3 requerían el mismo nivel de compromiso de los participantes, quienes adoptarían con mayor probabilidad el estudio 3 (con una recompensa financiera) que el estudio 2 (53 % de probabilidad alta frente al 21 %).
- ✓ Los participantes de GreenFlux favorecieron mucho más al estudio 3, en el que la aplicación les permitía controlar la carga para maximizar la recompensa que podían obtener. La encuesta del estudio 3 indicó que los participantes consideraron que la aplicación era fácil de usar (el 88 % dijo que era “fácil” o “muy fácil” de usar).

El boca en boca puede ser un factor importante para adoptar nuevas tecnologías. También se les preguntó a los participantes qué probabilidad había de que recomendaran cada solución a sus amistades (véase la figura 11).

Los participantes de GreenFlux favorecieron mucho más el estudio 3. Esto también respalda los resultados de la encuesta del estudio 3, en la que el 81 % de los encuestados dijeron que este sistema haría que “muchas” o “la mayoría de las” personas hagan cargas en momentos diferentes. Los encuestados de CrowdCharge probablemente también recomendarían la solución del estudio 1.

Ya se está implementando la carga inteligente junto con las tarifas ToU para aprovechar la flexibilidad disponible en la carga de VE. El cable Ohme de carga inteligente puede recibir datos del proveedor de energía de un conductor y optimizar la carga de acuerdo con los costos variables. Esto

se asoció a la tarifa Octopus Agile, que ofrece precios variables, incluyendo precios en “caída”. Durante los eventos de caída de precios, los clientes de hecho reciben dinero por usar la electricidad. Esto ocurre cuando hay disponibilidad de exceso de energía, es decir, cuando la demanda es baja y la generación es alta (normalmente durante la noche). A medida que crece el uso de VE junto con la implementación de medidores inteligentes para facilitar las tarifas ToU, el tamaño del recurso potencial de flexibilidad de la carga de VE también aumentará. Los siguientes factores podrían contribuir a un mayor uso de la flexibilidad de VE en el futuro:

- ✓ *El fin de la implementación de medidores inteligentes para todos los clientes domésticos:* esto permite la medición ToU requerida para tarifas ToU más complejas.
- ✓ *El aumento del uso de servicios de flexibilidad por parte de empresas de distribución y proveedores de energía:* si se puede sumar la respuesta de los VE, esto podría ofrecer un recurso de flexibilidad adecuado.
- ✓ *La estandarización:* esto permite que los cargadores de VE proporcionen carga inteligente mediante mediciones como PAS 1878 (*Dispositivos inteligentes de energía—Clasificación*) y PAS 1879 (*Dispositivos inteligentes de energía—Operación de respuesta del lado de la demanda*).
- ✓ *La educación del consumidor fomenta a los conductores a explorar opciones para la carga de VE fuera del pico de demanda o a involucrarse en la respuesta del lado de la demanda:* esto podría poner de relieve el ahorro de costos disponible y los beneficios ambientales.

¿Qué pasa con el vehículo a la red?

Electric Nation usó la carga inteligente para aprovechar la flexibilidad en la carga de VE en el hogar. El vehículo a la red ofrece un mayor grado de flexibilidad porque la electricidad se puede exportar de las baterías del vehículo a la red cuando sea necesario. Por ejemplo, si una gran cantidad de cargadores de vehículo a red se suman, se podría exportar electricidad durante los períodos pico de la demanda, y reducir la demanda al sistema de distribución/transmisión. Los vehículos podrían cargar durante la noche para recuperar la energía exportada y asegurar que la batería está totalmente cargada en la mañana. National Grid estima un uso de vehículos a la red de hasta el 45 % para 2050.

CrowdCharge lidera el seguimiento del proyecto Electric Nation para Western Power Distribution. Este proyecto

busca examinar de qué manera los servicios de energía bidireccionales dinámicos sofisticados que se basan en el almacenamiento de la batería de los vehículos, de varios proveedores de energía, pueden impactar las redes de baja tensión.

Comentarios finales

Sin los incentivos o la gestión para reducir la carga durante los períodos de picos existentes en la demanda, la demanda adicional creada por la carga de los VE podría ocasionar problemas de capacidad de la red en algunas redes de distribución. Electric Nation demostró la flexibilidad inherente de la carga doméstica de VE, en particular cuando los vehículos estaban conectados durante el periodo del pico vespertino. Durante el estudio, se demostró que la gestión de la demanda mediante la carga inteligente es técnicamente factible y se podría utilizar al mismo tiempo que se mantienen niveles altos de satisfacción de la clientela. Esto resulta particularmente cierto en casos en los que se usa la carga inteligente junto con una aplicación y un sistema de recompensas para los conductores.

La carga inteligente ofrece un método de gestión de la demanda adicional de la red ocasionado por la electrificación del transporte, reduciendo así la necesidad de refuerzos convencionales de la red. El uso más extendido de las tarifas ToU, la estandarización que facilita a los propietarios de VE que proporcionen servicios flexibles y la educación de la clientela apoyará el desarrollo de esta tecnología a futuro.

Lecturas complementarias

“Summary report” (Resumen del informe), EA Technology (para Western Power Distribution), Chester, U.K, Oct. 2019. Consultado: mayo de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.eatechnology.com/wp-content/uploads/2020/06/Electric-Nation-Report.pdf>

“Full technical report” (Informe técnico completo), EA Technology (para Western Power Distribution), Chester, U.K, Oct. 2019. Consultado: mayo de 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.eatechnology.com/wp-content/uploads/2020/07/Electric-Nation-Customer-Trial-Report.pdf>

“All project reports” (Todos los informes del proyecto). Western Power Distribution. <https://www.westernpower.co.uk/projects/electric-nation> (consultado en mayo de 2021).

Biografía

Esther Dudek pertenece a EA Technology, Chester, CH1 6ES, U.K.



Get Published in the New *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*

**Submit a paper today to the
premier new open access journal
in Power & Energy.**

Your research will benefit from
the IEEE marketing launch and
5 million unique monthly users
of the IEEE *Xplore*® Digital Library.



Submit your paper today!

Visit ieee-pes.org/oa-journal
to learn more.

Cómo aprovechar todo el potencial de la energía limpia



©SHUTTERSTOCK.COM/PASEVEN

**Por Vahid Mehr,
Salman Kahrobaee
y Manuel Avendaño**

El rol de los programas piloto de fuentes de energía distribuida de las empresas de servicios públicos del sur de California

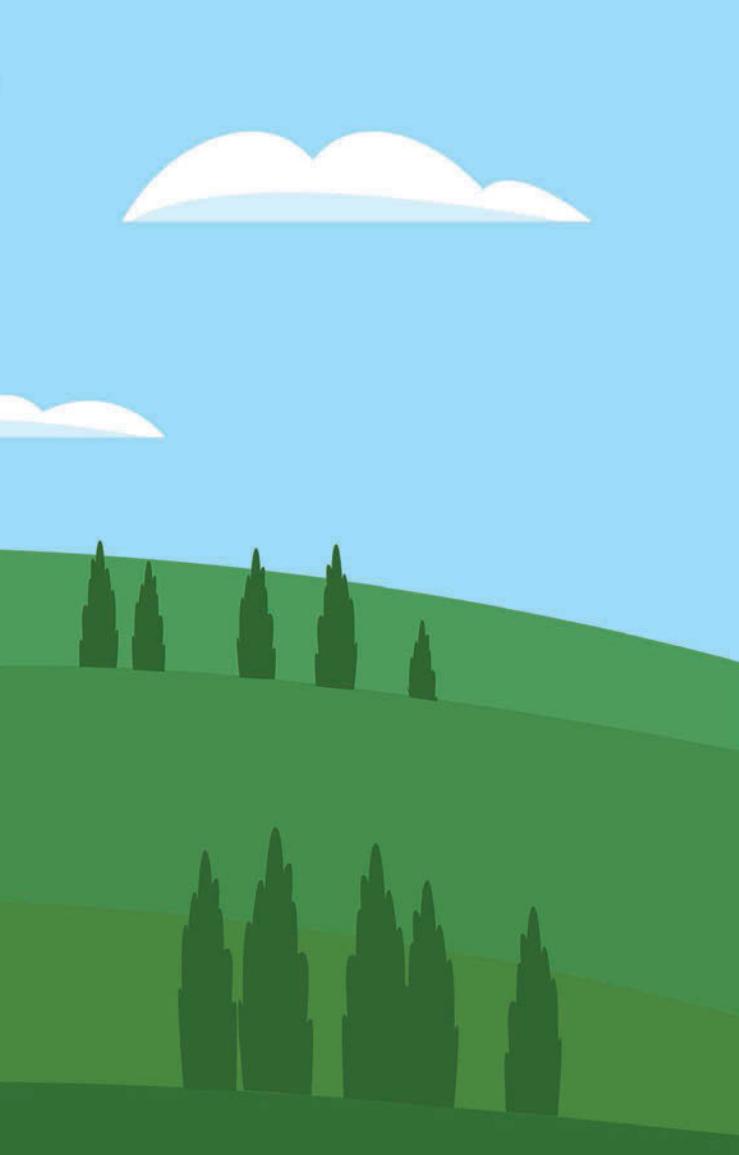
CALIFORNIA TIENE EL COMPROMISO DE ALCANZAR la carbono neutralidad a fin de reducir la amenaza del cambio climático para 2045. Esto requerirá una profunda descarbonización en todos los sectores económicos y una planificación rigurosa para mantener la energía segura, confiable y asequible. Southern California Edison (SCE), una empresa de servicios públicos que suministra electricidad a 15 millones en el sur, el centro y la costa de California, realizó un análisis en profundidad buscando identificar un

camino factible y económico en pos de lograr los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero de California y alcanzar la carbono neutralidad al menor costo razonable para 2045. Se concluyó que la descarbonización a nivel económico podría lograrse a través de

- ✓ una amplia descarbonización del sector eléctrico
- ✓ una electrificación considerable del transporte y los edificios
- ✓ el uso de combustibles con bajo contenido de carbono para aplicaciones difíciles de electrificar.

Lograr los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero de California requiere realizar una revisión

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3072816
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021



importante de la forma en que el estado obtiene y utiliza la energía en todos los sectores de la economía. Los siguientes indicadores permitirán tener un futuro sin carbono en los próximos 24 años:

- ✓ más de 80 GW de nueva generación limpia a nivel de servicios públicos
- ✓ 30 GW de almacenamiento de energía a nivel de servicios públicos
- ✓ 30 GW de capacidad de generación y 10 GW de almacenamiento de fuentes de energía distribuida (FED)
- ✓ 26 millones de vehículos eléctricos (VE) de pasajeros, 900,000 VE de servicio medio y 170,000 VE de servicio pesado
- ✓ casi un 75 % de las necesidades de edificabilidad y calefacción de agua cubiertas con electricidad.

Un futuro sin carbono, impulsado principalmente por energías renovables y FED conectadas a redes de transporte particulares o públicas aumentará la complejidad de los sistemas necesarios para operar la red eléctrica de forma segura y efectiva. La electrificación de los edificios y la movilidad aumentará aún más la demanda de energía confiable. Estos cambios demandan transformar la red en una plataforma interconectada

segura y flexible que permita a los clientes participar fácilmente como socios de la red y que dependa de los mercados de distribución impulsar las metas para lograr contar con energía limpia, confiable y asequible. La empresa de servicios públicos del futuro planificará y operará la red con mayor precisión mediante una mejor visibilidad y control, permitiendo al mismo tiempo la vasta integración y optimización de las FED.

A medida que aumenta la cantidad de personas en California que adoptan tecnologías de FED, como generación solar de tejados, dispositivos de eficiencia energética, almacenamiento de energía, VE y soluciones de respuesta a la demanda, la red debe permitirles a millones de clientes prestarle servicios. Se requerirá que exista comunicación de las empresas de servicios públicos con las FED (p. ej., señales económicas, órdenes de despacho, etc.) para que los clientes brinden soporte a la red, diversificando así las opciones de los clientes que les generen valor a partir de sus FED.

SCE está adoptando un enfoque holístico para promover sus políticas, procesos, tecnologías y herramientas con el fin de ampliar las posibilidades de que las FED presten servicios de red. A través de programas piloto de FED, SCE prueba sus estrategias y tecnologías para mejorar la integración y el manejo de las FED antes de su implementación completa. Este artículo presenta los programas piloto clave de FED y las actividades llevadas a cabo por SCE en los últimos años, que van desde la incorporación de FED en el proceso de planificación hasta la medición de su contribución a la flexibilidad (prestando servicios de red únicos o múltiples). También se caracterizan los futuros paradigmas operativos.

Cómo darle a la flexibilidad de las FED una oportunidad en el proceso de planificación de distribución

La reglamentación y directriz de la Comisión de Servicios Públicos de California estableció un nuevo marco para la planificación de la distribución enfocado en mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y permitir la adopción masiva de FED. En este marco, SCE desarrolló el plan de fuentes de distribución que facilite la implementación de las FED en lugares óptimos y, por consiguiente, allanó el camino para abordar las necesidades de redes de distribución con FED como proveedores de servicios de distribución flexibles. Las decisiones y resoluciones posteriores de la comisión condujeron al desarrollo de la evaluación de necesidades de redes y el informe de posibilidades de aplazamiento de la distribución, que, en conjunto, identifican y reflejan las posibilidades de que las FED aplacen o eviten de manera rentable las inversiones de servicios públicos tradicionales que estén planificadas para mitigar las deficiencias previstas del sistema de distribución.

La evaluación de necesidades de redes identifica las necesidades en el sistema de distribución (hasta 33 kV) y subtransmisión (hasta 115 kV) que requerirá un mejoramiento en infraestructura o inversión para continuar operando el sistema de manera segura y confiable. La evaluación de necesidades

de redes de SCE documenta el resultado del proceso de planificación después de que los ingenieros hayan identificado las necesidades en todo el sistema, maximizando el uso de equipos existentes y agotando todas las reconfiguraciones operativas disponibles para balancear las cargas.

El informe de posibilidades de aplazamiento de la distribución documenta las soluciones alternativas desarrolladas para abordar las necesidades de redes identificadas en la evaluación de necesidades de redes. El informe de posibilidades de aplazamiento de la distribución identifica las inversiones

planificadas de SCE que proporcionan uno o más de cuatro servicios de distribución, específicamente: capacidad, soporte de tensión, confiabilidad y resiliencia. También hace una lista de los posibles proyectos de aplazamiento basándose en las evaluaciones iniciales de aplazamientos aplicadas a las inversiones planificadas.

Los datos de la evaluación de necesidades de redes y del informe de posibilidades de aplazamiento de la distribución se encuentran disponibles en el portal externo del plan de fuentes de distribución (figura 1), un portal web interactivo que ofrece

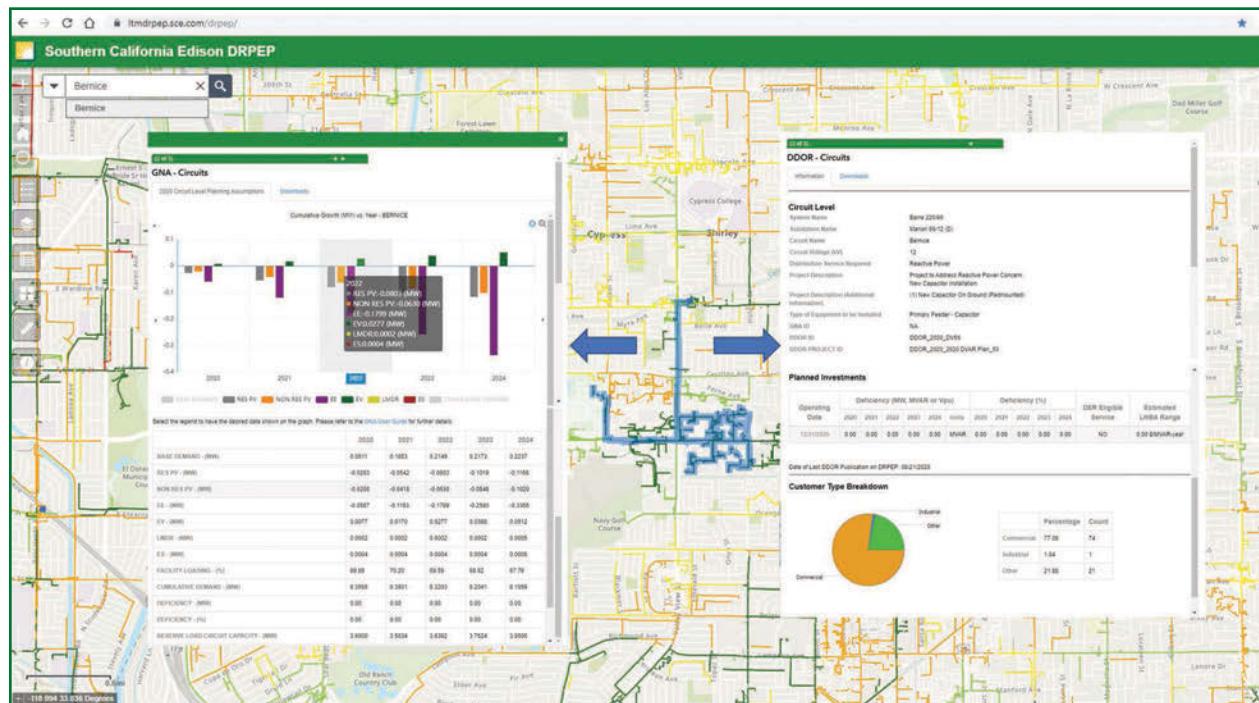


figura 1. Una imagen del portal externo del plan de fuentes de distribución de SCE que muestra los datos de la evaluación de necesidades de redes para un circuito real de 12 kV (destacado en azul).

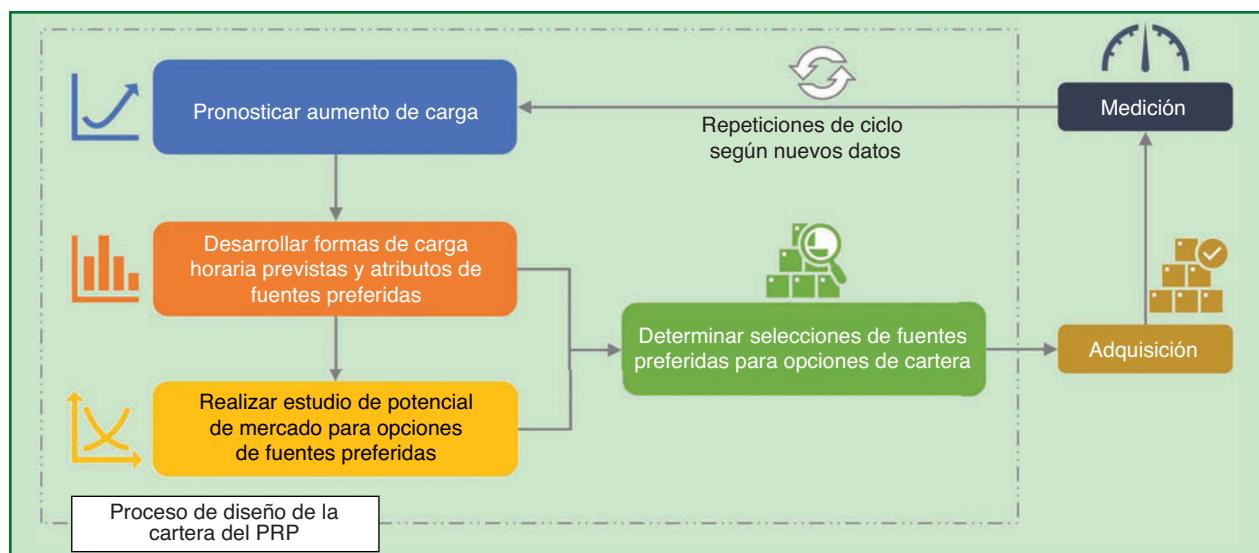


figura 2. Implementación del PRP de SCE.

acceso público a resultados de la capacidad de almacenamiento de las FED, resultados del análisis de beneficios netos locales, conjuntos de datos descargables para desarrolladores de FED, etc. La evaluación de necesidades de redes incluye las deficiencias previstas de los equipos en todo el sistema de SCE y la demanda gradual y el aumento de FED previstos para cada circuito en un periodo de previsión de cinco años. El informe de posibilidades de aplazamiento de la distribución presenta el rango estimado de las necesidades de mejoramiento del sistema en los horizontes temporales correspondientes.

Cómo evaluar la contribución de las FED a la carga máxima

A fines de 2013, SCE lanzó el Programa Piloto de Fuentes Preferidas (PRP, por sus siglas en inglés) en la región sur de su territorio con el objetivo de determinar si las FED implementadas a nivel local podrán suministrar o no el aumento de carga previsto de manera confiable para 2022. El área donde se implementa el PRP es abastecida por dos subestaciones de 230/66 kV, abarca 13 ciudades y atiende a aproximadamente 250,000 cuentas de clientes. La carga máxima es manejada principalmente por clientes comerciales e industriales.

Diseño de la cartera

La implementación del PRP se ilustra en la figura 2, que incluye el proceso de diseño de la cartera. Este proceso anual determina el tipo y la cantidad de fuentes preferidas que pueden cubrir de manera más efectiva las necesidades de carga previstas sujetas a las restricciones operativas de las fuentes preferidas, específicamente: disponibilidad, duración e intermitencia.

En primer lugar, el aumento de carga se prevé utilizando un enfoque ascendente que incorpora el aumento de carga esperado desde el nivel de circuito hasta las subestaciones. Como era de esperar, la carga gradual anticipada ha fluctuado año a año desde el lanzamiento del PRP debido a las variaciones en las proyecciones de aumento de la carga, las tasas de adopción de FED y su impacto en la carga, las fluctuaciones de temperatura y los cambios en el comportamiento de los clientes. El siguiente paso en el proceso de diseño de la cartera es el desarrollo de formas de carga y atributos de las fuentes. Se utilizan los pronósticos de forma de carga horaria desarrollados para 2022 a fin de cuantificar la demanda sobre la base de referencia de 2013. La necesidad de carga gradual para 2022 debe ser atendida por la cartera de fuentes preferidas y define los atributos requeridos para cubrir el delta: cantidad, duración, frecuencia, margen de tiempo o temporada y hora del día.

El último paso en el proceso es la selección de las fuentes preferidas más adecuadas para la cartera del PRP ajustando las fuentes preferidas adquiridas por la hora de acuerdo con el día de mayor demanda previsto en 2022. La cartera se vuelve a evaluar cuando se agregan o quitan fuentes preferidas (p. ej., debido a términos de contratos) o cuando se desarrollan nuevos pronósticos. El proceso de diseño de la cartera se ajusta

periódicamente para incorporar actualizaciones basadas en el rendimiento medido de las fuentes preferidas implementadas.

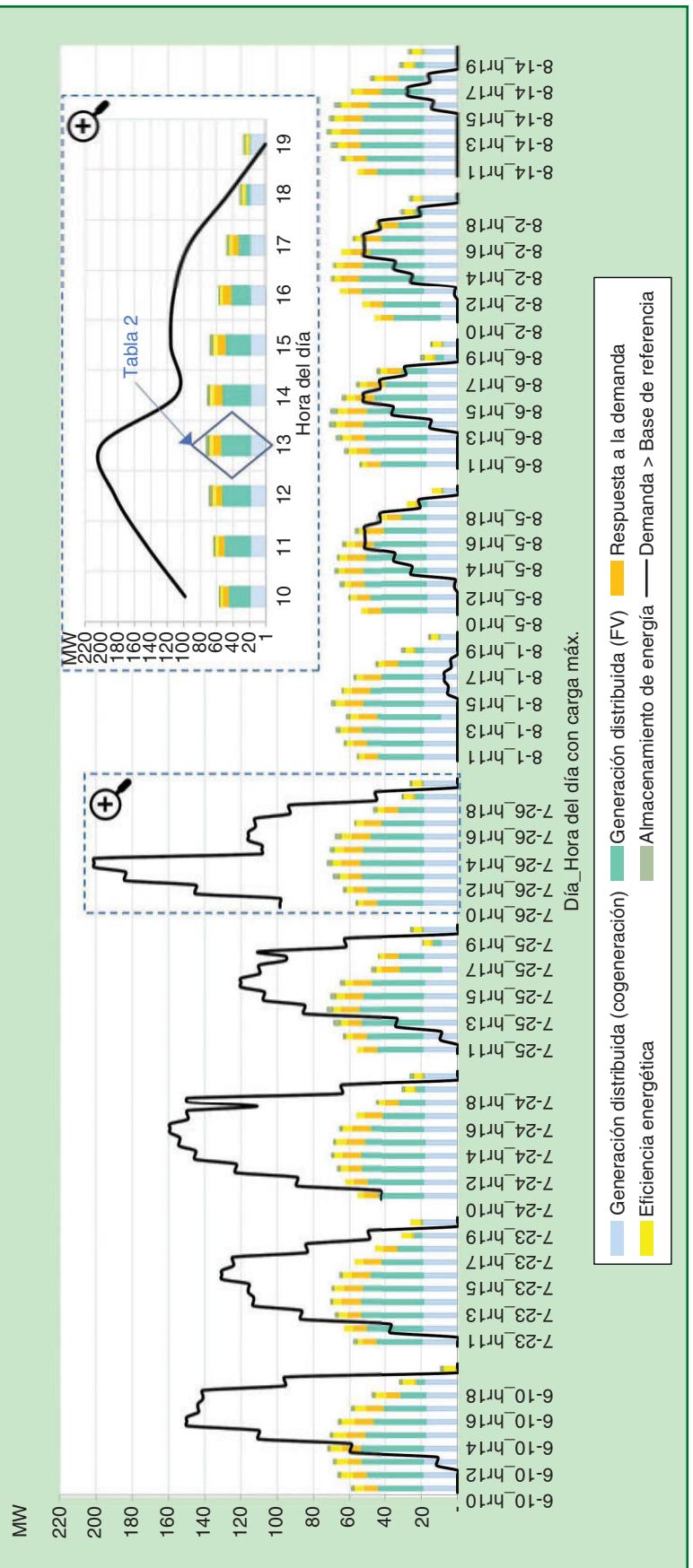
La cartera de FED del PRP implementada actualmente para llenar el espacio entre la demanda de referencia de 2013 y la base de carga de 2022 está detallada en la tabla 1. El tamaño

tabla 1. La cartera de FED del PRP de la región sur, que abarca 13 ciudades.

Tipo de fuente	Capacidad de FED implementada (MW)		
	Programas/tarifas del cliente	Licitaciones	Propiedad de empresa de servicios públicos
Eficiencia energética	30.21	7.62	0
Cambio de carga permanente	0	3.84	0
Respuesta a la demanda	0	11.7	0
Generación distribuida particular	59.63	0	0
Generación distribuida pública	0	0	0
Almacenamiento de energía particular	4.78	0	0
Almacenamiento de energía público	0	2	1.4
Híbrido (generación distribuida con almacenamiento de energía)	0.82	0	0
Subtotales	95.44	25.16	1.4
Total		122	

tabla 2. Rendimiento de la cartera de FED del PRP durante una carga máxima del 26 de julio de 2019.

Tipo de fuente	Capacidad de FED implementada (MW)	Reducción de carga máxima medida (MW)	Efectividad
Generación distribuida (cogeneración)	19.6	18.9	96 %
Generación distribuida (FV)	47.92	35.54	74 %
Respuesta a la demanda	16.04	10.59	66 %
Eficiencia energética	15.05	4.66	31 %
Almacenamiento de energía	3.4	2.67	79 %
Total	102.01	72.36	71 %



de la cartera es de 122 MW, donde el 78 % (95.44 MW) es el resultado de la participación de los clientes en los programas tarifados. Además, la cartera de FED del PRP incluye una fuente de calor y potencia combinados (cogeneración) de 19.6 MW no contratada con SCE sino implementada en el área del PRP para apoyar sus objetivos.

Rendimiento de la cartera

El rendimiento de la cartera del PRP se evalúa cada año según la disponibilidad para compensar la demanda cuando se requiera y los niveles de contribución, particularmente en los días y las horas punta, como se ilustra en la figura 3. El rendimiento de la cartera de 2019 se evaluó considerando el día de máxima demanda durante todo el año, que se registró cerca de las 1 p.m. del 26 de julio de 2019 (presentado como encuadre en la figura 3). La tabla 2 detalla el tipo de FED, la capacidad implementada, la reducción de carga máxima medida y la efectividad en la reducir la demanda sobre la base de referencia de 2013. La efectividad de las FED, definida como la proporción de reducción de carga de la red medida con la capacidad de las FED implementadas en el PRP de 2019, va desde un 31 % de eficiencia energética hasta una cogeneración del 96 %. En general, el factor de efectividad para todas las fuentes incorporadas es del 71 %, demostrando que las FED pueden compensar la demanda máxima. No obstante, siguen existiendo obstáculos. Por ejemplo, a las herramientas de análisis avanzadas y desarrolladas les falta evaluar todo el potencial de las FED.

Dado que la participación de los clientes en los programas tarifados representa la mayoría de la cartera de FED del PRP, una comprensión más profunda del comportamiento de los clientes una mayor visibilidad en las fuentes particulares son los siguientes pasos fundamentales para aumentar la efectividad de la cartera del PRP. El PRP ha proporcionado puntos de datos valiosos para planificar, integrar y operar los 30 GW de capacidad de

figura 3. El rendimiento de la cartera del PRP en 10 días de alta demanda de carga en 2019, incluida la carga máxima del 26 de julio (encuadre). La línea negra sólida representa la demanda sobre la base de referencia de 2013 y las barras apiladas en colores indican los niveles de contribución de las FED en 10 horas punta.

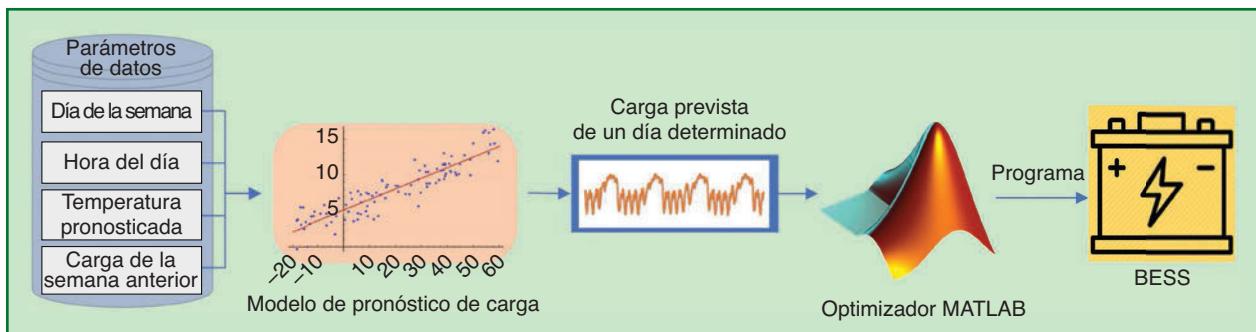


figura 4. El proceso de programación de despacho del BESS.

generación y los 10 GW de almacenamiento de las FED requeridas para un futuro sin carbono en California. Por lo tanto, SCE planea continuar midiendo el rendimiento de la cartera de FED del PRP para tener una idea de cuándo y cómo incorporar FED para apoyar los objetivos normativos y de confiabilidad de la red.

Cómo extraer múltiples servicios de las FED

Se pueden extraer múltiples servicios de las FED para apoyar el funcionamiento efectivo de la red eléctrica. El proyecto de Mejora del Sistema de Acceso Eléctrico de SCE, en consonancia con los objetivos del programa para Habilitar la Integración Extrema de Energía Solar a la Red en Tiempo Real del Departamento de Energía de los EE. UU., es un proyecto de demostración para mejorar la interconexión de los clientes a la red y el acceso a la información, la capacidad de prestación de servicios y la optimización de las fuentes, generando una mayor penetración de las FED.

Se realizaron pruebas buscando determinar la capacidad de un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS, por sus siglas en inglés) a nivel de servicios públicos para soportar un servicio doble que aplana la carga y corrigiera el factor de potencia en el punto deseado. Aplanar la curva de carga ayudará a SCE a evitar complejidades operativas asociadas con el arranque y la interrupción en las centrales eléctricas durante las horas de carga máxima y ligera, evitará la sobrecarga de los equipos en partes del sistema y postergará las mejoras de transmisión y distribución. La utilización de BESS para la corrección del factor de potencia mejorará el perfil de tensión, reducirá las pérdidas de energía y aumentará las capacidades de transporte de carga en los circuitos de distribución.

El BESS es una batería de 1.4 MW/1.4 MVA, 6 MWh y 480 V conectada a un alimentador de distribución de 12 kV con un transformador. El punto de interconexión tiene equipos de seccionamiento que ofrecen capacidades de telemetría como tensión, corriente, potencia real, potencia reactiva y factor de potencia desde un segmento específico del circuito. Estas mediciones se utilizan para validar el impacto del BESS al aplinar la carga y corregir el factor de potencia.

El equipo del proyecto desarrolló las herramientas necesarias siguiendo los requerimientos técnicos, como pronóstico

de carga, optimización, programación y comunicación. La carga esperada del día siguiente se pronosticó para una día dado aplicando un modelo de regresión lineal y utilizando la temperatura prevista y la cantidad de carga del día y la hora similar de la semana anterior (con una resolución de 15 min). La carga prevista (también con una resolución de 15 min) luego pasó a una herramienta de optimización desarrollada de manera interna que genera el programa de despacho del día siguiente de la batería. El proceso de alto nivel está representado en la figura 4. El modelo utilizado para prever la carga utiliza el día de la semana, la hora del día, la temperatura pronosticada y la carga del mismo día de la semana anterior como datos para generar la carga prevista.

Se desarrolló un modelo simple para crear el programa adelantado del BESS. Las suposiciones y variables que se consideran para el algoritmo de optimización de la programación del BESS incluyen la carga prevista, la capacidad de la batería, el estado mínimo y máximo de los límites de carga, y el estado al comienzo y al final de día de las restricciones de carga.

El área de prueba fue un segmento de un circuito de distribución de 12 kV con una carga máxima de 1,700 kW. El objetivo era aplanar la potencia activa observada desde un cierto punto en un alimentador de distribución y, de forma simultánea, manejar el valor absoluto del factor de potencia sobre 0.9 mientras la tensión se mantiene en su rango deseado. Debido a

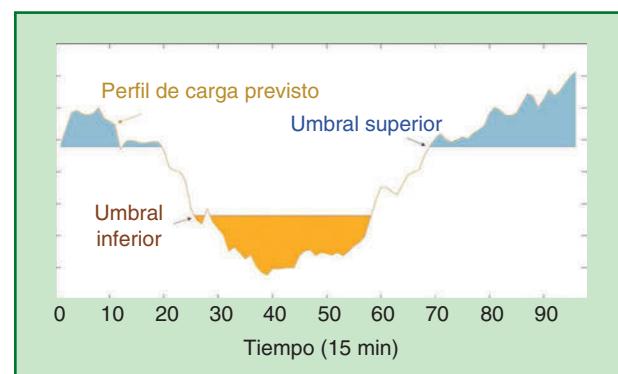


figura 5. La nivelación de máximos y compensación de valles de un perfil de carga de muestra con soporte de baterías. Las áreas azules indican la descarga del BESS y las áreas amarillas indican la carga del BESS.

las consideraciones operativas del sistema de distribución, esta prueba supervisada se realizó entre las 8 a.m. y las 5 p.m. cada día para que el equipo pudiera monitorear en línea el despacho del almacenamiento de energía y los parámetros del circuito.

A fin de demostrar los resultados en las siguientes secciones, los valores de la potencia de carga y carga del BESS y del factor de potencia capacitativa figuran con un signo negativo. Por lo tanto, los valores de la descarga del BESS y del factor de potencia inductiva aparecen con un signo positivo.

Aplanamiento de la carga

El algoritmo de aplanamiento de la carga calcula los programas con el siguiente proceso para el día siguiente:

- 1) Determinar el perfil de carga previsto se acuerda con el modelo desarrollado y verificado.
- 2) calculan los valores umbral superiores e inferiores de manera tal que
 - a) el área entre el perfil de carga durante las horas de máxima demanda y el umbral superior deba

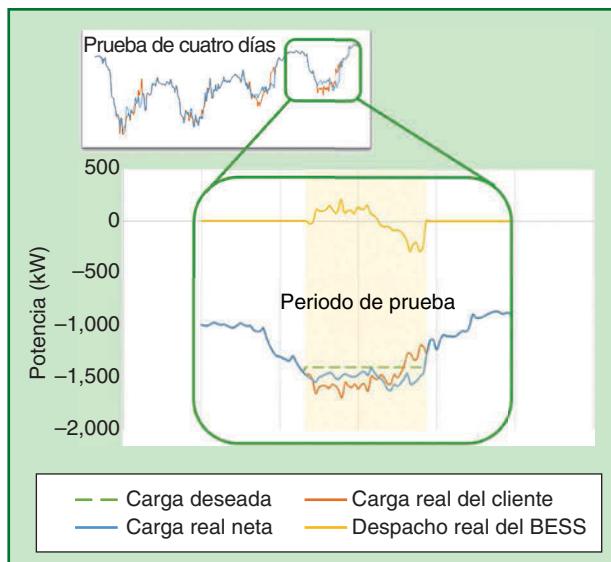


figura 6. El despacho y perfil de carga del BESS de un día (+ para la descarga y - para la carga).

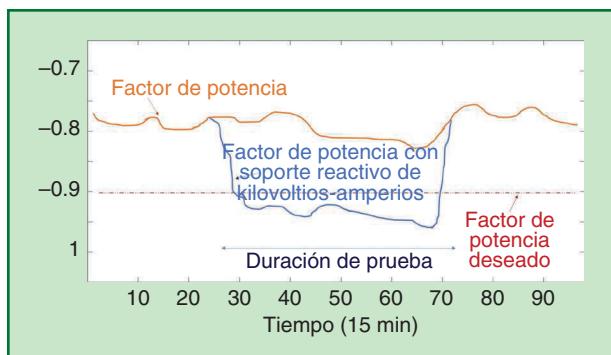


figura 7. La corrección del factor de potencia de un factor de potencia principal de muestra con soporte de potencia reactiva.

soportar una reducción de carga soportada mediante la descarga del BESS dentro de las restricciones predefinidas

- b) el área entre el perfil de carga durante las horas de baja demanda y el umbral inferior deba soportar un aumento de carga soportado mediante la carga del BESS dentro de las restricciones predefinidas.
- 3) Elaborar el programa de carga y descarga de la batería se acuerda con los requerimientos de energía mencionados.

Luego, se comunicarán los programas con el controlador del BESS. Se espera que este programa proporcione una nivelación de carga máxima y carga valle durante la prueba. La figura 5 ilustra el concepto de aplanamiento de carga con soporte de potencia activa de un BESS para un perfil de carga de muestra.

Los resultados se muestran en la figura 6. El objetivo de aplanar la carga en un día determinado era despachar la potencia activa del almacenamiento de energía de tal manera que la carga neta (línea azul) en el lugar del alimentador seleccionado esté cerca de una carga plana ideal (línea verde). También se indica el despacho de la batería en la parte superior (línea amarilla). En este ejemplo, la energía despachada de la batería fue efectiva al desplazar la carga hacia la línea plana esperada.

Corrección del factor de potencia y aplanamiento de la carga

El funcionamiento de los BESS puede soportar la acumulación de valor proporcionando una carga más plana y un factor de potencia compensado. El proceso para el uso múltiple del almacenamiento de energía genera programas de baterías de potencia activa y reactiva para el funcionamiento del día siguiente. El proceso comienza con la determinación de los perfiles de carga de potencia activa y reactiva previstos se acuerda con los modelos desarrollados. Los programas de carga y descarga de baterías se calcular a partir

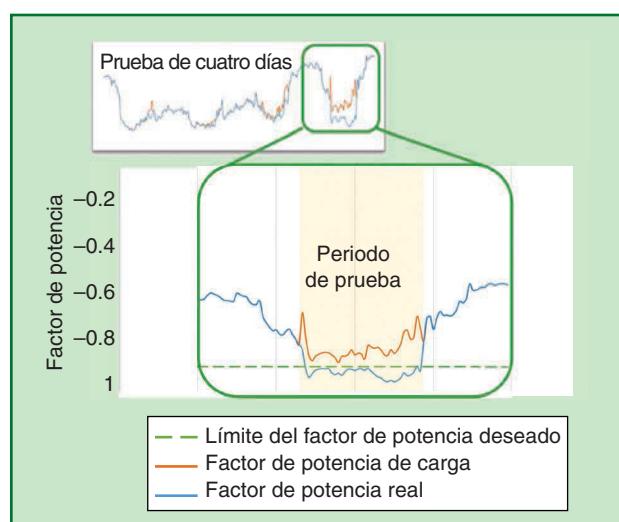


figura 8. La corrección del factor de potencia de un día.

del algoritmo de aplanamiento de carga mencionado. Como resultado, se crea el perfil de carga neta esperado del día siguiente. Se pronostica el factor de potencia esperado para la carga neta del día siguiente y se determina el programa de potencia reactiva del BESS a fin de desplazar el factor de potencia sobre el límite del factor de potencia deseado. Además, se calcula la tensión esperada del día siguiente en el alimentador para verificar que permanece dentro de los límites operativos permitidos.

Para la prueba, se estimó la tensión del día siguiente de acuerdo con el análisis de regresión utilizando mediciones históricas que determinaban la tensión del nodo como una función del flujo de potencia reactiva. El funcionamiento confiable del sistema durante las pruebas implica monitorear el nivel de tensión en tiempo real en caso de que esta se sobrepase (de forma predefinida) y mitigarlo anulando el programa de potencia reactiva a fin de mantener la tensión dentro de un rango nominal. Luego, se comunicarán los programas con el controlador del BESS. Se espera que proporcionen una nivelación de carga máxima, carga valle y una corrección del factor de potencia durante la prueba. La figura 7 presenta el concepto de corrección del factor de potencia con soporte de potencia reactiva del almacenamiento de energía para una curva de factor principal de potencia de muestra.

Como lo retrata la figura 8, el objetivo de la corrección del factor de potencia en un día determinado es despachar la potencia reactiva del BESS para que el valor del factor de potencia (línea azul) en el lugar del alimentador seleccionado sea mayor que el límite del factor de potencia deseado (línea verde). La figura 8 ilustra un caso en que el despacho de potencia reactiva es efectivo al desplazar el valor absoluto del factor de potencia a más de 0.9 durante la prueba.

En esta prueba, el almacenamiento de energía proporcionó soporte de potencia activa y reactiva para aplanar la carga y corregir el factor de potencia en el punto de interés, considerando al mismo tiempo los límites de tensión del circuito. Cabe destacar que la capacidad del sistema para alcanzar el rendimiento deseado depende en gran medida de la precisión de las previsiones de carga.

Cómo hacer realidad la optimización de las FED

Las FED pueden suministrar energía en el momento y el lugar adecuados para evitar potencialmente los costos sustanciales de los servicios públicos asociados con la construcción de más unidades de generación, subestaciones e infraestructuras de red necesarias. SCE está trabajando activamente en crear nuevas oportunidades de mercado y de ingresos para que las FED proporcionen servicios a la red local. Por consiguiente, se han introducido programas piloto de tarifas que buscan incentivar la implementación y el funcionamiento de las FED y así postergar una inversión de infraestructura tradicional. A la larga, el sistema de gestión de redes de SCE posibilitará la optimización económica

de las FED permitiendo que SCE las despache en ocasiones específicas con mayor valor al sistema eléctrico y así aumentar los ingresos de los clientes y apoyar sus objetivos de tener energía limpia, confiable y asequible.

La idea de tener gastos de servicios públicos económicamente optimizados y lograr el funcionamiento de la red no es factible con las tecnologías de hoy. La capacidad de realizar un análisis complejo, tener información en tiempo real de las condiciones de la red y coordinar fácilmente el rendimiento de millones de FED y equipos de red requiere una red modernizada. Por tanto, la optimización de las operaciones de las FED es una de las iniciativas precursoras de modernización de la red en las empresas de servicios públicos y es desafiante debido a la complejidad, variedad y cantidad de FED integradas en los alimentadores de distribución. La red del futuro necesita desarrollar un marco integral de gestión de redes de distribución que unifique el control de tensión y frecuencia en tiempo real en el controlador de borde de las FED con la gestión de energía en toda la red a nivel de agregadores de empresas de servicios públicos.

La mayoría de las plataformas de prueba existentes están limitadas en cuanto a la cantidad de nodos en el modelo y sus aplicaciones. Por lo tanto, SCE ha desarrollado una plataforma interna de *hardware-in-the-loop* para controladores en el laboratorio que es capaz de modelar sistemas de distribución con muchos controladores de FED emulados con el objetivo de simular y probar nuevos algoritmos de optimización de FED. Esta plataforma puede ejecutar modelos de sistemas eléctricos de gran tamaño en un entorno de simulación en tiempo real con un intervalo temporal sincronizado de 1 s.

Como se detalla en la figura 9, el banco de pruebas utiliza el software PowerFactory de DiGILENT para modelar el comportamiento cuasidinámico de un sistema de distribución con los controladores asociados, como el control volt/var, en conjunto con MATLAB/Simulink para implementar un algoritmo de optimización de FED central. Se ha utilizado la plataforma para los proyectos de demostración en curso de SCE, como los Sistemas de Energía Distribuida Optimizados por Red (NODES, por sus siglas en inglés) bajo el programa de la Agencia de Energía de Proyectos de Investigación Avanzada del Departamento de Energía de los EE. UU. En el proyecto de los NODES, la estructura de control distribuida monitorea de forma continua los puntos operativos de las FED y los conduce a soluciones operativas óptimas. Al mismo tiempo, busca y despacha reservas sintéticas de manera dinámica de acuerdo con el estado del sistema actual y los pronósticos de las condiciones ambientales y de carga. Los algoritmos de control invocan operaciones matemáticas simples integradas en microcontroladores de bajo costo que permiten la toma de decisiones distribuida en escalas de tiempo que coinciden con la dinámica de los sistemas de distribución con alta integración de energías renovables.

Es esta configuración, se modela un alimentador realista para que se ejecute mediante una simulación transitoria sincronizada por el reloj del sistema presente en el software

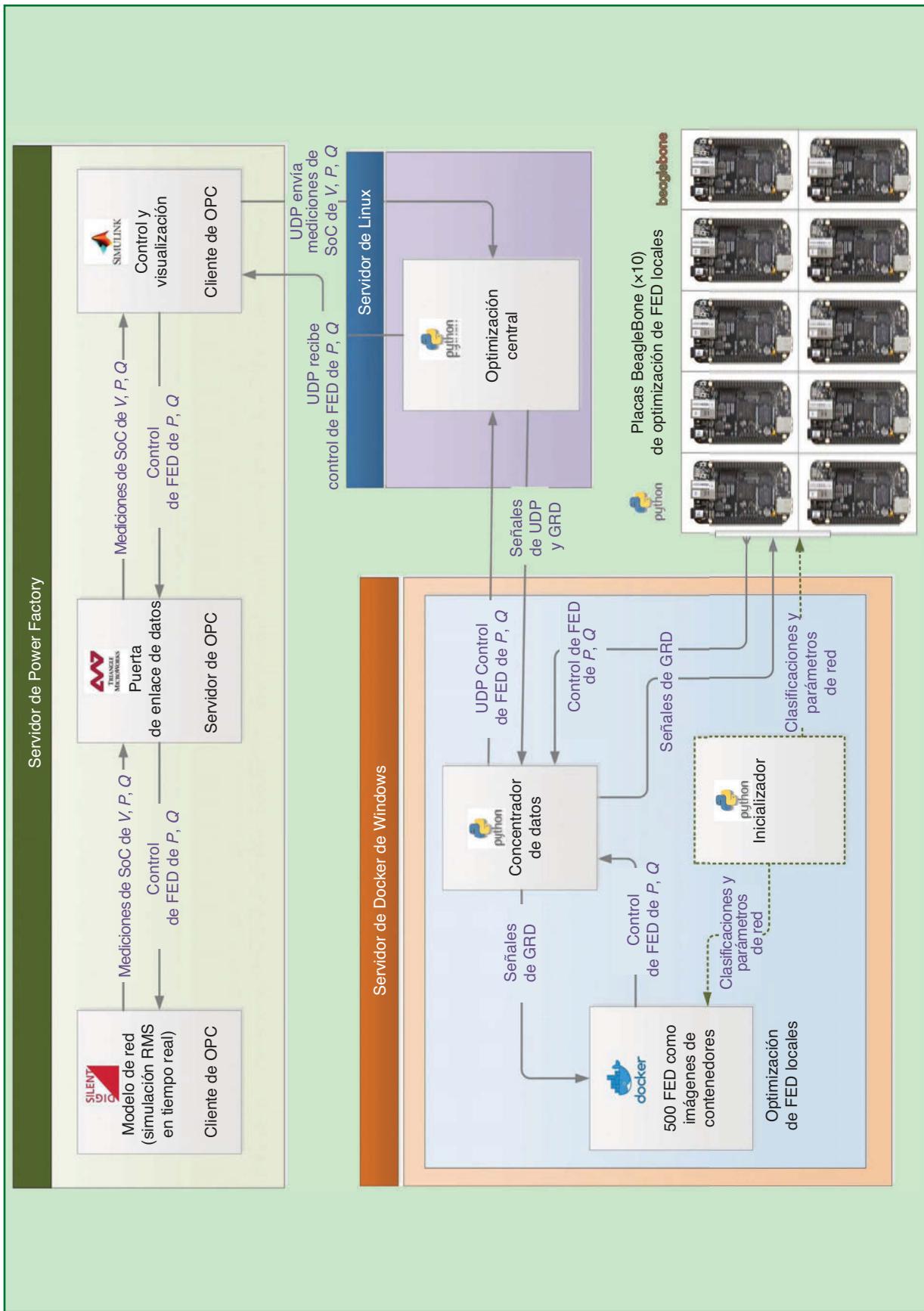


figura 9. Estructura *hardware-in-the-loop* del controlador para la optimización de las FED. UDP: Protocolo de diagramas de usuario; GRD: gestor de sistema de distribución; OPC: comunicación de plataforma abierta; RMS: cuadrática media; V : tensión; P : potencia activa; Q : potencia reactiva; SoC: estado de carga.

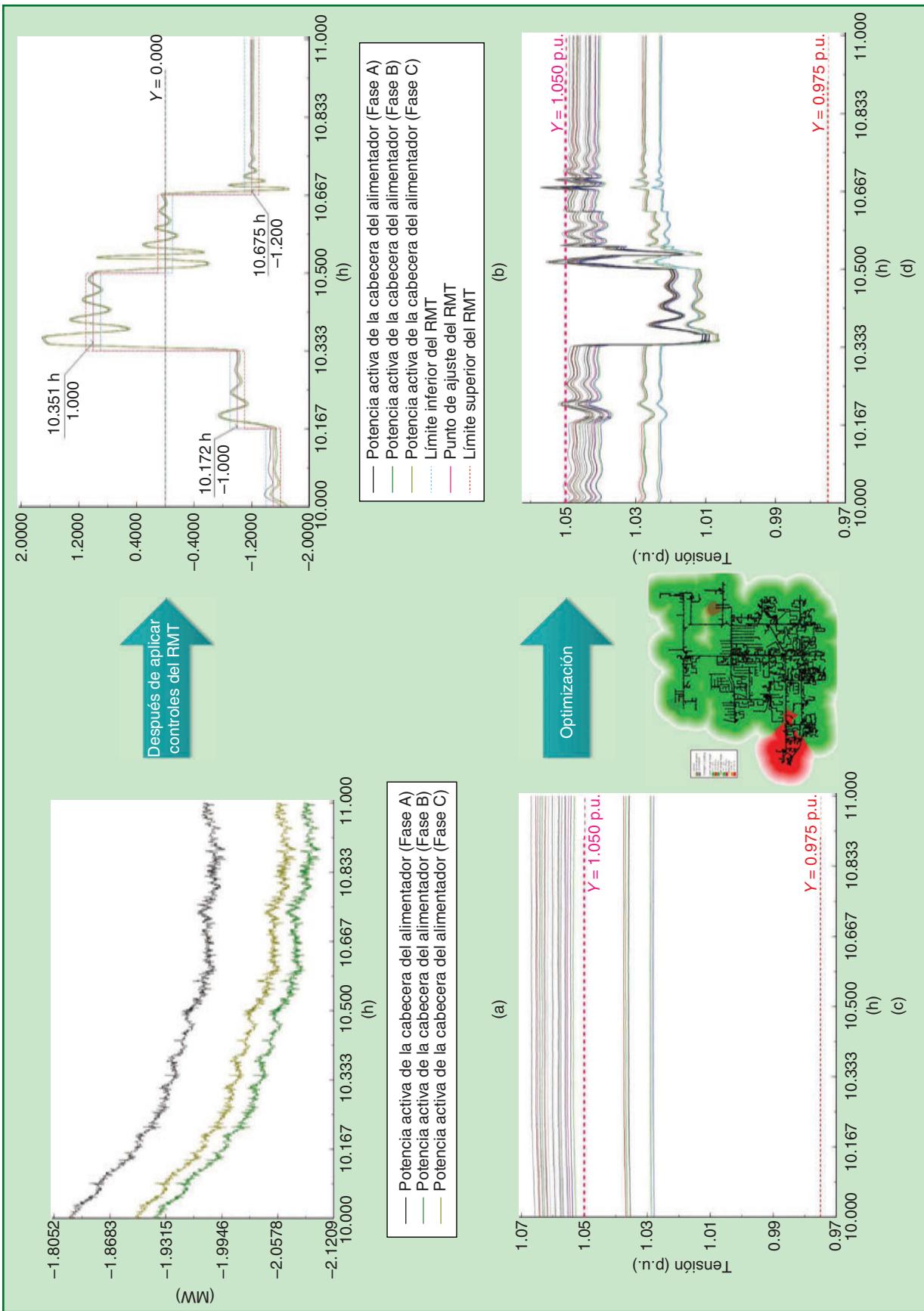


figura 10. Los resultados de la simulación antes y después de ejecutar el algoritmo de optimización de las FED. La potencia activa de la cabecera del alimentador (a) tras la carga e irrandiancia FV y (b) tras los puntos de ajuste del RMT. (c) La sobretensión en la mayoría de los nodos y (d) los problemas de sobretenión mitigados. RMT: Objetivo de magnitud de la reserva.

PowerFactory. El motor puede comunicarse a través del protocolo OPC con el con el componente externo. El modelo representa el sistema eléctrico con detalles transitorios dinámicos aplicados para los activos de todo el sistema de distribución, como energía fotovoltaica (FV), baterías, condensadores y cargas. Los datos de series temporales de infraestructura de medición avanzada incorporados a nivel de transformadores de servicios y los datos de series temporales de generación de las FED se aplican por un tiempo de simulación de 24 horas. Además, se utilizan varias plataformas computacionales como FED físicas y se comunican a través de una red con la docker machine. Se ha probado la configuración en 500 puntos incorporados.

La figura 10 presenta algunos resultados antes y después de ejecutar el algoritmo de optimización de los NODES. En la figura 10(a) y (b), se presentan las potencias activas de la cabecera del alimentador para las tres fases. La figura 10(a) ilustra la forma en que la potencia activa sigue los datos de series temporales de carga e irradiancia FV y provoca un flujo eléctrico inverso en la subestación desde las 10 hasta la 11 a.m., cuando la irradiancia es alta. La figura 10(b) muestra la misma potencia cuando la optimización controla las FED para mantener la tensión dentro del límite y seguir la señal del objetivo de magnitud de la reserva (RMT, por sus siglas en inglés) con un patrón específico.

Técnicamente, el RMT es un punto de ajuste para la potencia activa del cabezal del alimentador, que se puede

definir por sus límites y despachar al controlador central. Como se observa, habrá cierta oscilación mientras se busque la señal del RMT y se establecerá en un tiempo breve después de que cambie el punto de ajuste del RMT. De forma similar, se retrata la sobretensión en varios nodos en la figura 10(c) y (d). Antes de la optimización y de ejecutar el algoritmo de optimización, la potencia reactiva de las FED contribuye a mantener la tensión bajo las restricciones para todos los nodos del alimentador.

A través de esta plataforma, SCE desarrolló una solución innovadora de hardware y software para integrar y coordinar la generación de FED, los circuitos de distribución y los sistemas de energía de uso final en varios puntos de la red eléctrica. Además, se ha explorado la estructura de control distribuida como una solución alternativa para el control de sistemas de gran porte y así manejar la tensión y la frecuencia en el sistema de distribución. La configuración es flexible al ofrecer estructuras de gestión de redes alternativas que permitan un funcionamiento optimizado de las innumerables FED de la red. Esta plataforma permitirá la coordinación en tiempo real entre las FED, como activos solares de tejados y comunitarios con la red, formando al mismo tiempo y de manera proactiva la carga eléctrica. Esto aliviará la demanda máxima, reducirá las cargas y el estrés en los equipos, manejará y controlará la tensión, y aprovechará todo el potencial de la FED en la red, generando un funcionamiento más eficiente de la red y promoviendo la idea de SCE de reimaginar la red del futuro.

Flexibilidad en una California más electrificada

Dado que el transporte y su refinamiento de combustibles fósiles asociado contribuyen a la mitad de las emisiones de gases de efecto invernadero de California, la electrificación de automóviles, autobuses y camiones de servicio medio y pesado tendrá que aumentar de manera significativa para alcanzar la carbono neutralidad para 2045. De acuerdo con los actuales patrones de propiedad y uso de automóviles en California, 26 millones de vehículos de pasajeros, 900,000 camiones de servicio medio y 170,000 vehículos de servicio pesado tendrán que ser eléctricos para 2045. Esto aumentará la carga eléctrica en casi 130 TWh, representando más del 33 % de la carga suministrada por la red. De manera similar, casi el 75 % del espacio de construcción y de la calefacción de agua tendrá que electrificarse, lo que aumentará la carga eléctrica en casi 50 TWh, representando alrededor del 15 % de la carga total de la red para 2045.

Se espera que la electrificación de los edificios y el transporte represente casi la mitad de la demanda total de la red en 2045. Se prevé que la carga asociada tendrá una flexibilidad significativa impulsada por las tarifas por tiempo de uso y tecnologías de control más efectivas que permitan elaborar estrategias de automatización y de carga de VE inteligentes. También se prevé el manejo de carga

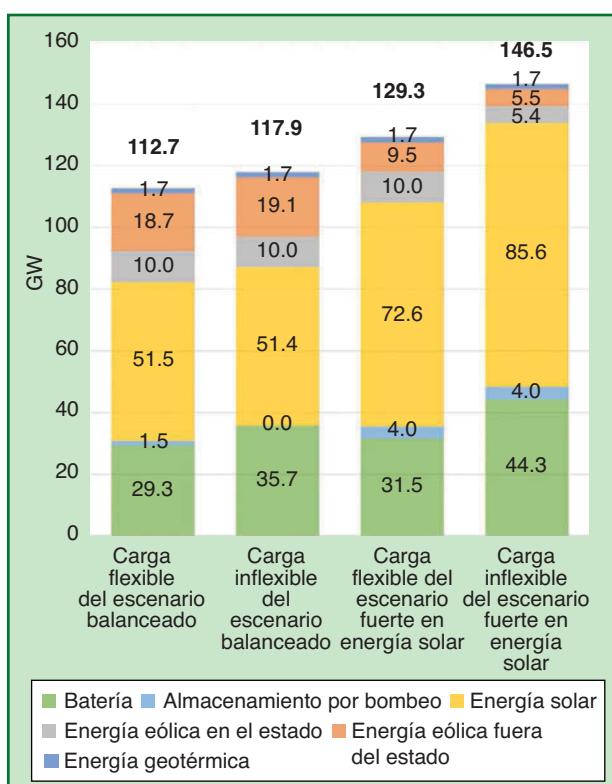


figura 11. El impacto de la flexibilidad de carga en las carteras de fuentes comparativas para 2045.

flexible de hasta el 10 % de las cargas de edificios y el 50 % de la carga de VE de servicio ligero en dos escenarios de electrificación: 1) el escenario balanceado, que se enfoca en el desarrollo de fuentes dentro y fuera del estado, como el desarrollo de transmisión fuera del estado, y 2) el escenario dentro del estado fuerte en energía solar, que no supera los límites de importación del gestor del sistema independiente de California.

El impacto de no lograr la presunta flexibilidad de carga en el pronóstico de demanda de la cartera de fuentes se ilustra en la figura 11. Durante la tarde se presentan picos de carga más altos y pronunciados si se reduce la flexibilidad anticipada asociada con la carga de VE de servicio ligero. El consiguiente perfil de carga menos flexible implica más generación de energía renovable y capacidad de almacenamiento para el escenario balanceado y fuerte en energía solar. El escenario fuerte en energía solar requiere más de 17 GW de fuentes adicionales; un aumento de más del 13 % en la cartera total de fuentes, y se ve impulsado principalmente por un aumento en las fuentes solares y de baterías. El

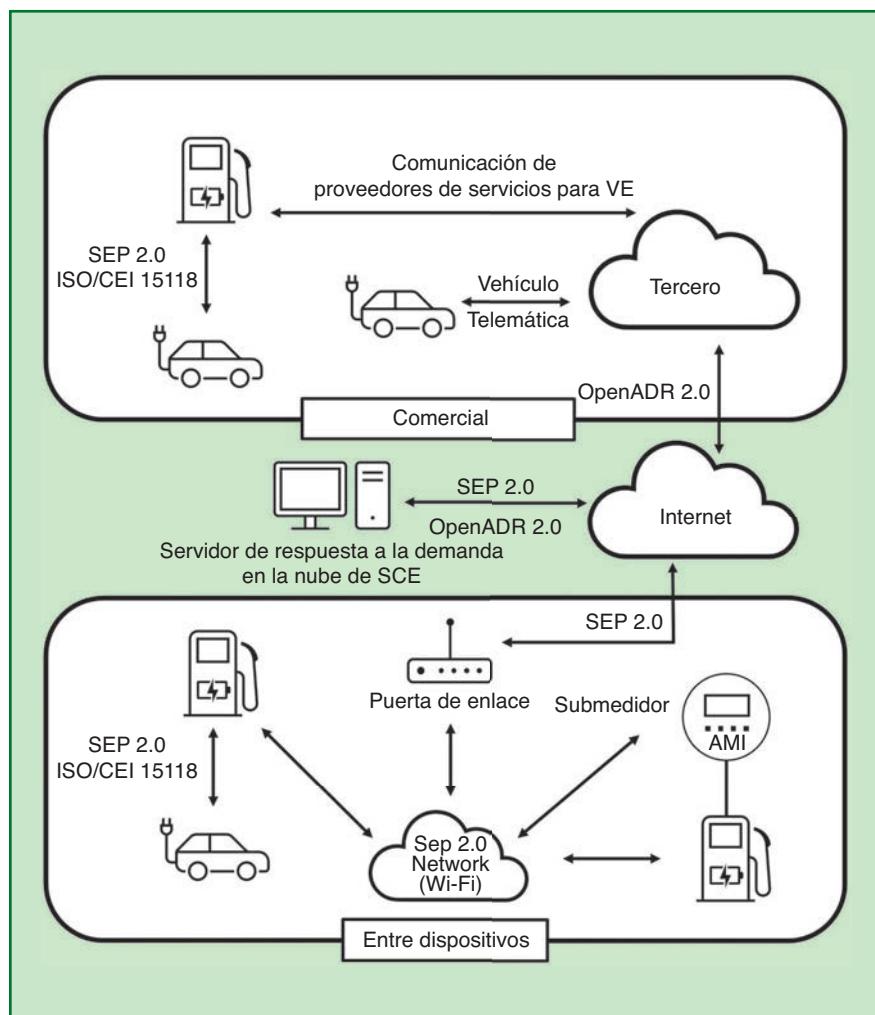


figura 12. La estructura del programa piloto de carga inteligente de VE de SCE. CEI: Comisión Electrotécnica Internacional; AMI: infraestructura de medición avanzada.

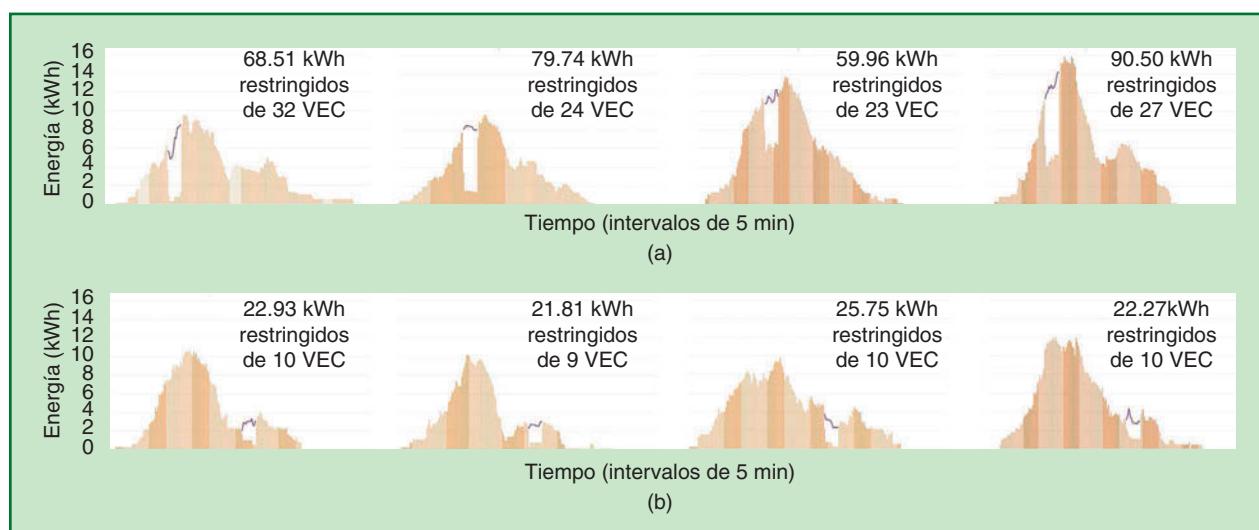


figura 13. Los eventos de respuesta a la demanda para el programa piloto de carga de VE en el lugar de trabajo. (a) Eventos en horas valle y (b) eventos en horas pico. Las barras anaranjadas indican los kWh reales consumidos y las líneas púrpuras representan la carga restringida.

tabla 3. Un resumen de los eventos de cambio de carga (2019).

Mes	Sitios	Puertos	Periodo de control de 9 a 11 a.m.			Periodo de incentivo de 11 a.m. a 3 p.m.			Día del evento		
			Base (kW)	Evento (kW)	Reducción (kW)	Base (kW)	Evento (kW)	Cambio (kW)			
Marzo	69	1,038	2,670	2,165	505	18.91 %	2,879	3,057	178	6.18 %	35.25 %
Abril	70	1,057	2,530	1,929	601	23.75 %	2,769	2,986	217	7.84 %	36.11 %
Abril	70	1,057	2,673	1,967	706	26.41 %	3,000	3,033	33	1.10 %	4.67 %
Abril	70	1,057	2,675	1,734	941	35.18 %	3,065	3,189	124	4.05 %	13.18 %
Mayo	70	1,057	2,830	1,966	864	30.53 %	3,488	3,717	229	6.57 %	26.50 %
Mayo	70	1,057	2,766	1,889	877	31.71 %	3,221	3,267	46	1.43 %	5.25 %

tabla 4. Un resumen de los eventos de reducción de carga (2019).

Mes	Sitios	Puertos	Base (kW)	Reducción promedio				Reducción total
				Evento (kW)	Reducción (kW)	Por sitio (kW)	Por puerto (kW)	
Agosto	62	948	1,899	1,602	297	4.79	0.31	15.64 %
Agosto	61	942	2,301	1,775	526	8.62	0.56	22.86 %

escenario balanceado requiere más de 5 GW de fuentes adicionales; un aumento de menos del 5 % en la cartera total de fuentes, y se ve impulsado principalmente por un aumento en el almacenamiento de baterías.

Los resultados de la figura 11 ilustran que la capacidad de manejar la carga de un parque tan grande de VE en 2045 podría tener un impacto sustancial en las necesidades de fuentes. Además, las tasas de carga más rápidas y las mayores concentraciones de vehículos requerirán actualizaciones en la red. Para minimizar estas actualizaciones, los vehículos tendrán que cargarse en lugares y horas que reduzcan el estrés en la red.

Cómo asegurar que la carga de VE sea inteligente

Uno de los factores clave de acelerar la adopción de transporte eléctrico para alcanzar los objetivos climáticos de 2045 es la disponibilidad de infraestructura de carga. Con ese fin en mente, los programas de infraestructura de carga de vehículos eléctricos desarrollados por las empresas de servicios públicos eléctricos, como el programa Carga Lista de SCE, deberían soportar la ampliación de infraestructura de carga de VE en casas, lugares de trabajo y centros de destino para parques públicos y privados. También se debería aprovechar la implementación de infraestructura de preparación a fin de soportar equipos de suministro para VE con el propósito de diseñar e implementar programas piloto destinados a evaluar los programas y las estrategias para un manejo de carga de VE efectivo.

Un programa piloto pionero de carga inteligente de VE conectables (VEC) evaluó tecnologías de carga inteligente

residencial a través de pruebas de laboratorio y de campo. Desde mediados de 2013 hasta fines de 2014, este programa piloto evaluó una variedad de tecnologías, tanto en los laboratorios de SCE como en los hogares de los empleados en el sur de California. Se probaron dos vías de comunicación para el manejo residencial de carga de VE, específicamente: entre dispositivos y comercial. La comunicación directa entre dispositivos indica una estructura por la que SCE se comunica directamente con los dispositivos del cliente utilizando el Perfil de Energía Inteligente 2.0 (SEP2, por sus siglas en inglés, o IEEE 2030.5). La comunicación comercial representa una estructura por la que un tercero, como un agregador, se inscribe en un programa de respuesta a la demanda y maneja las cargas de acuerdo con los eventos convocados por SCE utilizando el protocolo OpenADR 2.0. La figura 12 muestra las vías de comunicación, los protocolos y las tecnologías implementadas y evaluadas en el programa piloto de carga inteligente de VE.

Se han utilizado hallazgos clave del programa piloto para desarrollar futuras estrategias, programas y protocolos de recomendación de infraestructura de carga. El SEP2, un nuevo estándar que se había lanzado recientemente en el tiempo del programa piloto de carga inteligente, se demostró de manera efectiva en los casos de uso del programa piloto (inscripción, respuesta a la demanda, control de carga y tarificación, etc.), probando ser adecuado como protocolo de comunicación de cabecera. Además, se ha verificado que los clientes inscritos en los programas de manejo de carga de VE necesitan flexibilidad, p. ej., a

través de la automatización o tarificación, para abordar las inquietudes sobre entidades externas que interrumpan la carga de sus VE.

En un programa piloto posterior de carga de VE en el lugar de trabajo que incluyó 80 estaciones de carga inteligente instaladas en nueve centros de SCE, la empresa pudo comprender la correlación entre el tiempo y precio de carga y la potencial respuesta a la demanda a partir de la carga de VE. Por ejemplo, la mayoría de los participantes del programa piloto estuvieron cargando sus VE entre las 5 a.m. y el mediodía, lo que indica que los conductores se ven influenciados por factores como el establecimiento de una rutina de carga regular en el trabajo y la opción de cargar cuando los precios son más bajos.

Además, el 76 % de los VE participaron en los eventos de prueba de respuesta a la demanda programados durante las horas valle de la mañana (7:30 a 10 a.m.), mientras que el 72 % de los VE participaron en eventos durante las horas punta de la tarde (1 a 2 p.m.), lo que sugiere que la población de usuarios del programa piloto, en general, estuvo satisfecha con las estrategias de respuesta a la demanda que se probaron. La restricción de carga medida para una muestra de eventos de respuesta a la demanda se muestra en la figura 13. La restricción de carga promedio para los eventos en horas valle fue de 67 kW, y de 23 kW para los eventos en horas punta, lo que indica que el nivel de flexibilidad de carga de VE podría ser casi tres veces mayor durante las horas valle en comparación con las horas punta.

Se logró tener una idea más precisa de las estrategias y métricas del manejo de carga de VE a través de un programa piloto obligatorio para los clientes que participaron en el programa de infraestructura de carga de vehículos eléctricos de SCE y que se instalaron en las estaciones de carga de nivel 2 (208 a 240 V). El estudio piloto se basó en un programa del día anterior que dio el aviso anticipado de utilizar la tecnología OpenADR 2.0 y ofrecía incentivos por cambiar el comportamiento de consumo de energía durante los eventos de reducción de carga o de cambio de carga. Los resultados de los eventos de cambio de carga y reducción de carga se resumen en las tablas 3 y 4, respectivamente.

En el periodo de control de 9 a 11 a.m. (tabla 3), el programa piloto demostró la capacidad de reducir la carga en un 19 a 35 % y cambiar la carga en un 1 a 8 % en los lugares de participación durante los eventos de cambio de carga. Entre el 5 y 36 % de la carga reducida durante el periodo de control del evento se desplazó al periodo de incentivo del evento (11 a.m. a 3 p.m.). En el periodo de control e incentivo de 4 a 9 p.m. (tabla 4), la reducción de carga varió de un 15 a 22 % para los eventos de reducción de carga. Los resultados de los eventos de cambio de carga y de los eventos tradicionales de respuesta a la demanda han demostrado la viabilidad de cambiar la carga a períodos de alta generación solar durante los meses de primavera e invierno y de disminuir la carga durante los períodos de

aumentos pronunciados que se presentan en las tardes y noches durante los meses de verano.

Hacia el progreso

Hacer la transición a partir de programas piloto de las FED hacia la integración completa y optimización de estas será una piedra angular de la descarbonización a nivel económico. Las actividades del programa piloto de SCE están trazando el camino de una red de distribución rica en FED que necesitará integrar y optimizar 30 GW de energía solar en el sitio del cliente y 10 GW de almacenamiento. La transición a “lo de siempre” en California requerirá basarse en las lecciones aprendidas de los programas piloto de FED para maximizar el valor para los clientes y alcanzar la carbono neutralidad.

Para que la planificación integrada se convierta en la norma, se deben incorporar las FED en el proceso de planificación a fin de optimizar estas fuentes con la infraestructura de las empresas de servicios públicos y así maximizar la flexibilidad de la red. La planificación de la red tiene que ser coordinada en todos los niveles del sistema eléctrico; desde el sistema eléctrico de gran escala hasta las fuentes particulares, para garantizar confiabilidad y buenas prácticas de implementación de la red. En el ámbito de las políticas, el marco normativo para justificar las implementaciones de la red ha dependido tradicionalmente de un enfoque analítico centrado en los datos históricos y los pronósticos estáticos. El análisis debería cambiar a un modelo dinámico de escenarios hacia el progreso.

Se necesitan avances significativos en las tecnologías de sistemas de manejo de redes para integrar los servicios de red de las FED, como la comunicación entre millones de dispositivos, una operación más distribuida de los activos de la red y computación periférica para resolver problemas localizados. Las políticas deben establecer un conjunto común de normas y requerimientos que controlen las FED en momentos críticos a fin de preservar su confiabilidad. Los clientes, agregadores, fabricantes de dispositivos, entre otros, necesitan incentivos para adoptar estas políticas.

La electrificación de la movilidad en California puede abrir el camino para la flexibilidad de los VE. Sin embargo, la disponibilidad de modelos de VE y la infraestructura de carga a escala siguen siendo barreras para extender su adopción. Se requieren incentivos de compra de VE para acelerar la adopción hasta que los mercados sean autosuficientes, y las decisiones normativas y municipales puntuales deben acelerar la implementación de infraestructura eléctrica pública para abastecer las estaciones de carga de VE. Se necesita más información de uso real sobre el comportamiento de carga, especialmente para los segmentos de mercados distintos de los hogares unifamiliares y lugares de trabajo, para seguir desarrollando estrategias de manejo de carga de VE.

Por último, la materialización del potencial de las FED para proporcionar más flexibilidad a la red mayor confiabilidad requiere colaboración a nivel industrial, innovación en la

resolución de problemas y una alineación más robusta en un rango ampliado de partes interesadas.

Lecturas complementarias

“PATHWAY 2045: Update to the clean power and electrification pathway” (VÍA 2045: Actualización de la vía para la energía limpia y la electrificación). Southern California Edison. https://newsroom.edison.com/_gallery/get_file/?file_id=5dc0be0b2cfac24b300fe4ca&ir=1 (consultado el 7 de dic. de 2020).

“Reimagining the grid” (Reimaginar la red). Southern California Edison. https://newsroom.edison.com/_gallery/get_file/?file_id=5fcfb5f62cfac23b06eb7d39&ir=1 (consultado el 10 de dic. de 2020).

“Grid modernization plan” (Plan de modernización de la red). Southern California Edison. <https://www.edison.com/content/dam/eix/documents/innovation/10-Year-Vision-for-Grid-Modernization.pdf> (consultado el 11 de dic. de 2020).

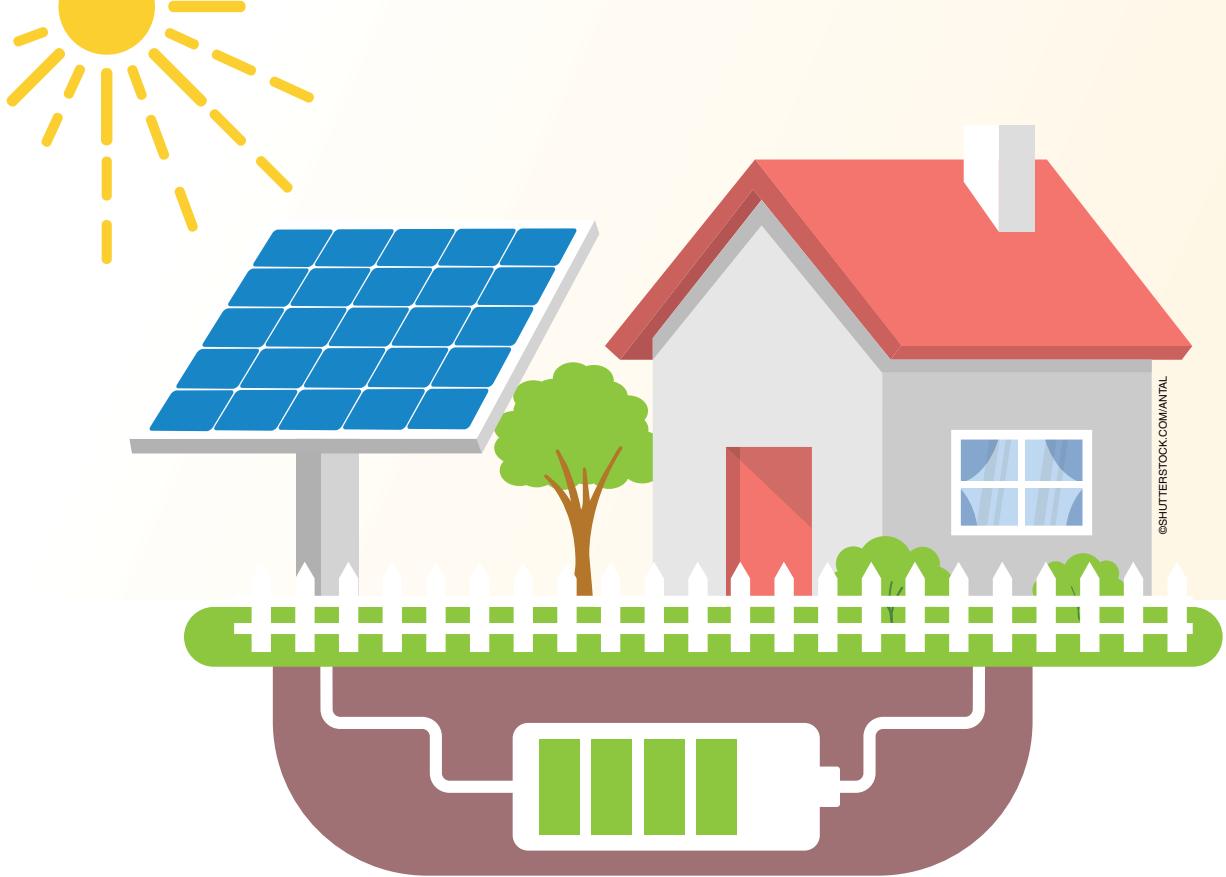
Biografías

Vahid Mehr pertenece a Southern California Edison, Pomona, California, 91768, EE. UU.

Salman Kahrobaee pertenece a Southern California Edison, Pomona, California, 91768, EE. UU.

Manuel Avendaño pertenece a Southern California Edison, Pomona, California, 91768, EE. UU.





©SHUTTERSTOCK.COM/ANTAL

Manejo de la congestión de la red

Experiencias en Bruny Island con baterías residenciales

Por Archie Chapman, Andrew Fraser, Laura Jones, Heather Lovell, Paul Scott, Sylvie Thiébaux y Gregor Verbic

FRENTE A LA COSTA SUREÑA DE TASMANIA, EN Australia, se encuentra una pequeña comunidad isleña y punto de interés turístico llamada Bruny Island, conocida por sus hermosas playas de arena blanca, su escarpada costa y sus deliciosos productos (figura 1). Al igual que la población de la isla aumenta y disminuye con las cargas máximas

de las vacaciones, también lo hace la carga del cable eléctrico submarino que conecta la isla con la parte continental de Tasmania, forzando más al envejecido cable.

El proyecto Consumer Energy Systems Providing Cost-Effective Grid Support (CONSORT para abreviar) se propuso probar una alternativa más limpia y económica que el funcionamiento de un generador diésel buscando gestionar las restricciones del cable, pagando a un pequeño número de consumidores con sistemas solares en sus tejados

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3072818
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

Esta nueva asociación entre los consumidores y la red es una victoria para ambas partes, ya que los consumidores obtienen una nueva fuente de ingresos y la red tiene una fuente menos costosa de apoyo.

y de almacenamiento en baterías para que soporte a la red en momentos de necesidad. Esta nueva asociación entre los consumidores y la red es una victoria para ambas partes, ya que los consumidores obtienen una nueva fuente de ingresos y la red tiene una fuente menos costosa de apoyo.

El proyecto, de tres años de duración y que comenzó en el año 2016, puso a prueba una nueva tecnología que coordina a los consumidores con la red y mecanismos para compartir el ahorro de costos, y luego analizó la implicación social de estos cambios. Si bien la coordinación del lado de la demanda se ha utilizado anteriormente para gestionar las cargas máximas de la red, el proyecto tuvo una contribución única al optimizar con precisión la utilización de la red y explorar un enfoque de la teoría de juegos a fin de recompensar a los consumidores.

La investigación de estas ideas ha puesto de manifiesto no solo su potencial en un entorno real desordenado, sino también los retos que plantea su aplicación y adopción. Es importante destacar que las implicaciones van mucho más allá de esta pequeña comunidad isleña, ya que tecnologías como esta podrán ayudar a resolver las barreras que impiden una mayor electrificación y la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos. Sin embargo, para entender esto, es importante considerar primero la escala de los cambios ya en marcha.

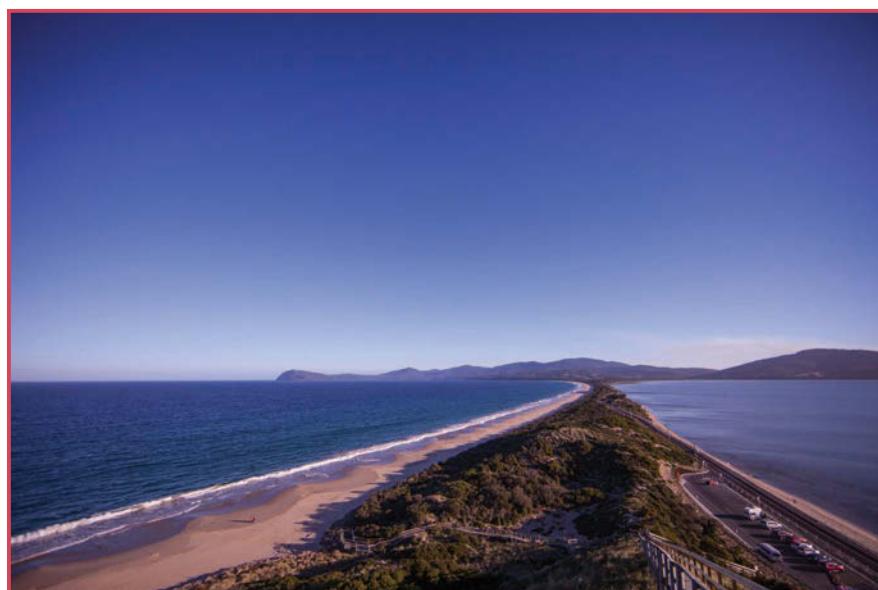


figura 1. Bruny Island está situada frente a la costa sureña de Tasmania (Australia). (Fuente: Universidad Nacional Australiana; usada con permiso).

Contexto

La red eléctrica está experimentando una rápida transformación impulsada por la incorporación de la generación renovable, las fuentes de energía distribuida (DER, por sus siglas en inglés) y la digitalización del funcionamiento del sistema eléctrico, con el apoyo de las tecnologías de la información y la comunicación y la informática ubicua. En los sistemas eléctricos convencionales, los clientes eran simples consumidores de energía, y el flujo de energía era unidireccional desde la generación hasta la carga. Los avances en la tecnología solar en los tejados y la medición inteligente han permitido a los consumidores generar y vender cada vez más energía, convirtiéndose así en prosumidores, lo que da lugar a flujos bidireccionales de energía e información.

Australia está a la cabeza de la adopción de las FED por parte de los clientes, ya que más de una de cada cinco casas del país dispone de energía solar fotovoltaica (FV) en los tejados. Este importante cambio no puede ser respaldado por la actual arquitectura de la red, diseñada para flujos de energía unidireccionales, ya que puede dar lugar a grandes oscilaciones de tensión y a la sobrecarga térmica de la infraestructura. La situación es especialmente crítica en el nivel de distribución, donde algunas partes de la red ya han alcanzado los límites de la capacidad de la red para albergar FED. Para hacer frente a este problema, los proveedores de servicios de redes de distribución (DNSP, por sus siglas en inglés), como se conoce a las empresas de distribución en Australia, exigen que los inversores fotovoltaicos reduzcan el exceso de generación fotovoltaica.

Al mismo tiempo, un número cada vez mayor de instalaciones FV cuentan con almacenamiento de baterías. Se espera que la tendencia se acelere a medida que el costo de la tecnología siga bajando y se disponga de nuevas fuentes de ingresos. Esto ofrece a los propietarios de instalaciones FV la oportunidad de hacer un mejor uso de la generación que, de otro modo, se reduciría. Cuando la carga de las baterías se optimiza con un sistema de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés) inteligente, las baterías pueden

proporcionar servicios de soporte a la red y al mismo tiempo maximizar el autoconsumo de energía FV del usuario.

Para aprovechar la mayor flexibilidad de los clientes, las empresas de distribución pueden tomar prestados conceptos similares a los utilizados por las centrales eléctricas virtuales, que combinan, como unidad virtual, desde unos pocos hasta miles de prosumidores con el objetivo de participar, a escala, en los mercados convencionales. No obstante, en general, las centrales eléctricas virtuales no se han diseñado teniendo en cuenta las redes de distribución. Es necesario un enfoque más balanceado que tenga en cuenta las preferencias de los clientes, las coordinar con los requerimientos de la red y recompensar a los clientes por sus esfuerzos para apoyar a la red en los problemas que se le plantean.

El proyecto financiado por la Agencia Australiana de Energías Renovables ha tratado de solucionar este problema desarrollando y probando lo siguiente en una demostración real:

- ✓ una solución de optimización distribuida para coordinar 34 prosumidores como una central eléctrica virtual consciente de la red
- ✓ esquemas de precios no lineales que recompensan a los prosumidores por proporcionar soporte a la red de una manera que asigna equitativamente los beneficios entre todos los prosumidores.

Resumen del proyecto

El proyecto, también conocido como Bruny Island Battery Trial, es el lugar donde esta transformación de la red de dis-

Hoja informativa del proyecto CONSORT

- Qué: coordinación de las FED para el apoyo a la red
- Factor de AU\$2.9 millones de la Agencia Australiana de Energías Renovables
- Cronograma del proyecto: 2016–2019
- Socios del proyecto
 - Universidades: Universidad Nacional de Australia, Universidad de Sidney y Universidad de Tasmania
 - DNSP: TasNetworks
 - Proveedor de EMS: Reposit Power
- Alimentador: más de 800 clientes, 11 kV de MT y 0.4 kV de baja tensión (BT)
- Demanda máxima en vacaciones: 1.500 kVA por la mañana y por la noche
- Capacidad de funcionamiento del cable submarino: 64 A y ~1,200 kVA
- Capacidad del generador diésel: 550 kVA
- Sistemas de baterías FV: 34 con un total de 128 kW/333 kWh
- Carga máxima admitida: 16 de carga máxima en 65 días
- Reducciones de diesel: 33%
- Entrevistas a clientes: 100+

tribución australiana impulsada por las FED se encuentra con nuestra pequeña comunidad isleña de Tasmania [véase “The CONSORT Project Fact Sheet” (Hoja informativa del proyecto CONSORT)].

El objetivo principal del proyecto era investigar el uso de baterías de propiedad de los prosumidores y de la energía solar en los tejados para, al mismo tiempo, dar soporte a la red de distribución en la que se encuentran y añadir valor a sus propietarios. Bruny Island ofrecía la oportunidad perfecta para el estudio de casos y la realización de pruebas (figura 2). Treinta y cuatro hogares de Bruny Island recibieron un subsidio para comprar una batería solar y un EMS que permite cambiar el tiempo de uso. Una vez instaladas, estas FED contribuyeron a reducir los costos de energía del hogar y fueron incentivadas para coordinar y reducir la carga máxima, estirando el límite térmico del cable eléctrico submarino. El resultado fue una reducción del 33% en el consumo de diésel durante la prueba, con la participación de alrededor del 4% de los clientes de la red de distribución, y un ahorro promedio anual de AU\$1,105 por hogar, incluidos los pagos de soporte a la red.

Más allá de los detalles del caso Bruny Island, el proyecto pudo demostrar una solución a algunos de los principales desafíos subyacentes a una transición efectiva a una red de distribución rica en FED. Uno de estos retos (técnicos) es coordinar, de forma no intrusiva, las acciones de múltiples

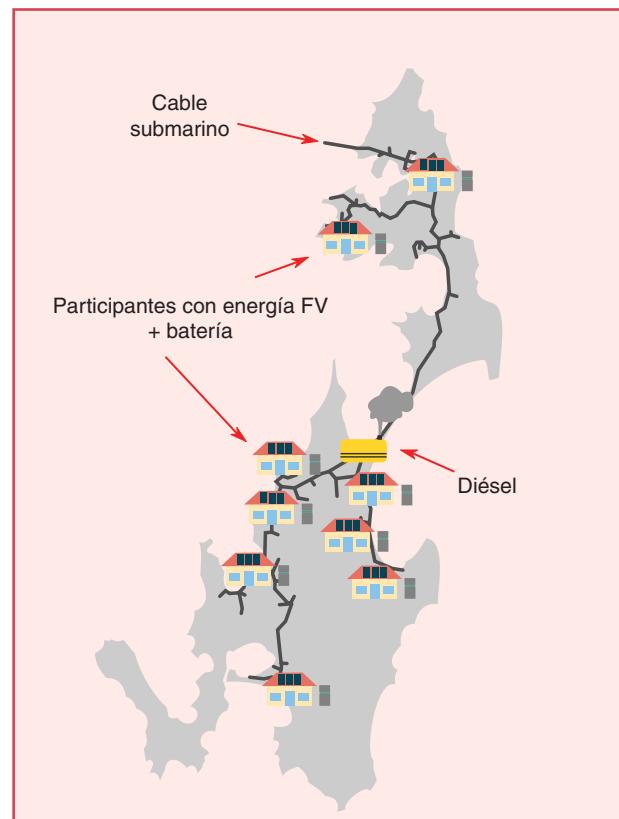


figura 2. Red de media tensión (MT) de 11 kV de Bruny Island.

Treinta y cuatro hogares de Bruny Island recibieron un subsidio para comprar una batería solar y un EMS que permite cambiar el tiempo de uso.

FED propiedad de prosumidores interesados para minimizar el costo de mantener la red dentro de sus límites técnicos.

Investigamos una aproximación a esta llamada coordinación consciente de la red (NAC, por sus siglas en inglés), que utiliza los precios nodales (LMP, , por sus siglas en inglés) para resolver un problema de flujo eléctrico óptimo (OPF, por sus siglas en inglés) trifásico desbalanceado de forma distribuida. Aprovecha el EMS para distribuir los cálculos entre los hogares y resolver los problemas de privacidad y escalabilidad. Este tipo de enfoques distribuidos han aparecido en la literatura durante algún tiempo, pero este proyecto es, hasta donde sabemos, la primera demostración de su capacidad para resolver un problema significativo en las operaciones del mundo real de una red de distribución y los retos a los que se enfrentan en el futuro.

Otro factor importante es saber cómo recompensar a los prosumidores por el apoyo que les brinda su sistema. Aunque mecanismos como la NAC pueden poner precio al costo económico de proporcionar apoyo a la congestión y la tensión en cada nodo de la red, plantean problemas de equidad y justicia cuando se aplican a los prosumidores. Una solución alternativa, probada en el proyecto de Bruny Island, consiste en utilizar estructuras de recompensa basadas en la teoría de juegos cooperativos.

Por último, una coordinación distribuida óptima y unas recompensas adecuadas pueden no ser suficientes: los prosumidores deben estar dispuestos a participar. Por lo tanto, es esencial entender cómo responden los prosumidores a la idea de proporcionar soporte a la red, a la tecnología y a las recompensas, razón por la cual el proyecto contó con un equipo dedicado a las ciencias sociales. Este grupo dedicó muchas horas a entrevistar a los propietarios de las viviendas sobre su experiencia y a conocer los problemas que podrían surgir con los programas de FED en el futuro (figura 3).

EMS residenciales

Antes de empezar a coordinar las baterías, teníamos que hacer llegar algunas a los clientes. Aproximadamente el 15% de los clientes tenían sistemas solares residenciales, pero no había sistemas de baterías en la isla. Asimismo, aunque algunos de los electricistas locales tenían experiencia en la instalación de baterías fuera de la red, pocos estaban familiarizados con la nueva generación de baterías conectadas a la red y a Internet. Buscando despertar el interés de las distintas partes interesadas y compensar los costos de capital de las baterías, que seguían estando fuera del alcance de la mayoría de los consumidores, el proyecto ofreció a los clientes un subsidio para los nuevos sistemas de baterías solares.

Los clientes seleccionaron a su instalador y, a través de él, pudieron elegir el hardware disponible (batería, paneles FV e inversores) y el diseño general del sistema. El costo del sistema se subvencionó en función de la capacidad máxima de descarga de la batería a AU\$3,200/kW, con una contribución mínima del cliente de AU\$2,000 y un subsidio máximo de AU\$17,200. El financiamiento disponible permitió que 34 clientes recibieran subsidios y participaran en las pruebas, en las que la mayoría eligió baterías de LG Chem de 5 kW/10 kWh, lo que supone un total de 128 kW/333 kWh de capacidad de la batería tras tener en cuenta los límites del inversor.

Una de las condiciones era que el sistema debía contar con un EMS compatible, que se convertiría en



figura 3. Clientes mostrando su nuevo sistema de baterías al equipo de ciencias sociales. (Fuente: Universidad de Tasmania, Australia; usada con permiso).

Una coordinación distribuida óptima y unas recompensas adecuadas pueden no ser suficientes: los prosumidores deben estar dispuestos a participar.

una pieza clave de la coordinación entre el cliente y la red. Por defecto, este EMS es capaz de monitorear y prever el estado de la batería, la generación solar, la demanda de los hogares y los precios minoristas, así como de optimizar el funcionamiento de la batería en tiempo real para minimizar los costos del propietario. Por ejemplo, puede cargar la batería con el exceso de energía solar o durante los períodos de precios baratos del tiempo de uso y luego compensar la carga o descargar de nuevo a la red durante los precios más caros del tiempo de uso.

Este proyecto amplió esta funcionalidad así el EMS pudiera responder además a las señales de precios de la red, para prestar apoyo cuando la red lo necesitara y cuando beneficiara al cliente. Desde el punto de vista del cliente, el sistema está totalmente automatizado, y el diseño del controlador de la batería significa que solo actuará cuando proporcione un beneficio financiero directo al cliente que supere cualquier costo de oportunidad.

NAC

Con la energía solar, las baterías y los EMS que responden a los precios en manos de 34 clientes, el siguiente reto era desarrollar los algoritmos para coordinar sus acciones dentro de los estrictos límites de la red. Como inspiración, nos fijamos en cómo se coordinan la generación y la carga en los mercados mayoristas de electricidad. Nos centramos en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM, por sus siglas en inglés) de Australia, pero los conceptos y el enfoque son similares en todo el mundo. El NEM despeja las ofertas de los participantes que ofrecen generar y consumir energía mediante la resolución de un problema de optimización. Sin restricciones de red, esto se llama comúnmente despacho económico; si el problema de optimización considera también explícitamente las restricciones de la red, se denomina OPF.

El OPF selecciona el conjunto de ofertas más competitivo para ajustar la oferta y la demanda, garantizando al mismo tiempo que la red de transporte se mantenga dentro de sus límites. Además de establecer el despacho de todos los participantes, el cálculo determina el precio marginal de la electricidad en cada región que se utiliza para pagar a los generadores y a los minoristas. Las diferencias de precios entre regiones reflejan las limitaciones de la red que las conecta cuando estas impiden la libre circulación de la electricidad y la equiparación de los precios.

Los mismos conceptos pueden trasladarse al sistema de distribución, donde las FED prosumidoras ocupan el lugar

de los grandes generadores, y los precios pueden calcularse por nodo de la red de distribución en lugar de a nivel regional. Estos precios de alta fidelidad se denominan entonces LMP. Sin embargo, hay muchas consideraciones prácticas. Una simple ampliación de las estructuras actuales del mercado mayorista para incluir el sistema de distribución no podrá hacer frente a la creciente complejidad de la gestión de las FED:

- ✓ *Escala de participantes:* el NEM mayorista se liquida cada 5 minutos, y actualmente gestiona unos cientos de unidades de generación programables. En cambio, Australia cuenta ya con 2.5 millones de sistemas FV a pequeña escala gestionados de forma pasiva y se enfrenta a la posibilidad de una gran aceptación de otras FED, como los sistemas de baterías y los vehículos eléctricos. El diseño centralizado existente no podrá coordinar directamente tal afluencia de participantes activos.
- ✓ *Modelado de la red de distribución:* el proceso del mercado NEM considera un modelo aproximado y linearizado de la red de transporte. En total, la red de distribución es varias órdenes de magnitud mayor y requiere un modelo trifásico desbalanceado más preciso para captar las tensiones y los flujos de la red.
- ✓ *Estado de las FED:* la liquidación del mercado NEM es relativamente miope, ya que solo considera un único intervalo de 5 minutos a la vez en su liquidación. Asimismo, la estructura de licitación del mercado dificulta la representación exacta de las necesidades de los participantes a lo largo del tiempo. Esto será cada vez más problemático para el estado de las FED, como las baterías y los vehículos eléctricos, que pueden ne-

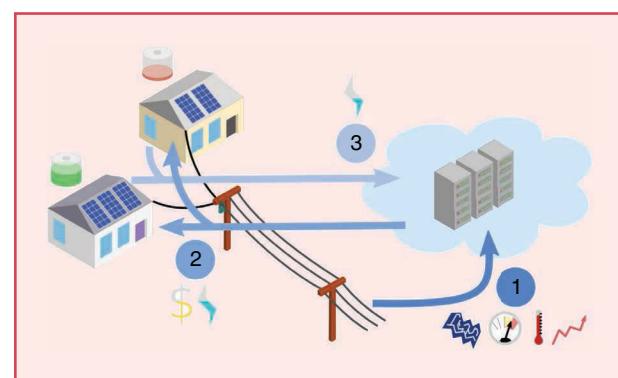


figura 4. El algoritmo NAC implica la negociación entre los EMS residenciales y el servidor de la nube NAC.

El enfoque que desarrollamos y demostramos en este proyecto explora una característica clave de un mercado a nivel de distribución: cómo optimizar el uso de las FED participantes para el soporte a la red.

cesitar varias horas de antelación para cargarse o descargarse en previsión de un evento o de fluctuaciones de precios.

Por estas razones, tenemos que buscar enfoques alternativos que resuelvan el problema de OPF para nuestros sistemas de distribución en un futuro con un gran número de FED, soluciones que puedan manejar los aumentos de escala y complejidad, al tiempo que optimizan los resultados del sistema. Un enfoque prometedor es introducir mercados localizados a nivel de distribución que se coordinen con los mercados mayoristas en lugar de integrarse directamente en ellos. Estos mercados de distribución todavía tienen que resolver un problema de OPF difícil, pero pueden centrarse en partes más pequeñas de la red, por ejemplo, un alimentador de distribución a la vez.

El enfoque que desarrollamos y demostramos en este proyecto explora una característica clave de un mercado a nivel de distribución: cómo optimizar el uso de las FED participantes para el soporte a la red. El enfoque, conocido como NAC, es un algoritmo distribuido que permite a los prosumidores negociar (ofertar) iterativamente sus necesidades de suministro o consumo de energía. NAC converge a los LMP que garantizan la utilización más eficiente de los recursos del prosumidor y de la red y que se satisfagan sus respectivas restricciones. El EMS automatiza esta negociación iterativa a lo largo de un horizonte temporal en lugar de un único paso de tiempo, de modo que se toman mejores decisiones a largo plazo sobre el estado de carga de la batería.

Al distribuir el cálculo, podemos aprovechar los recursos informáticos del EMS para que el OPF multiperiodo pueda resolverse en 5 minutos, lo que permite el despacho de recursos de FED casi en tiempo real, lo que está en consonancia con el NEM mayorista existente, a pesar del aumento de la complejidad del modelado. La figura 4 muestra los pasos clave de la negociación NAC, que se basa en el algoritmo del método de multiplicadores de dirección alterna.

Utilizando este enfoque, dividimos el OPF multiperiodo en dos subproblemas más sencillos, uno que gestiona las restricciones de la red resueltas en el servidor NAC de la nube (etapa 2) y otro que gestiona las restricciones y preferencias de la FED del cliente resueltas por el EMS (etapa 3). Las tres etapas reflejadas en la figura 4 consisten en:

- 1) Los datos de la red, así como las mediciones de la potencia del punto de conexión del cliente, las lecturas del reconector de la red y el tiempo local son recogidos

dos por el servidor de la nube del NAC cada 5 minutos. Los patrones de carga de la red se pronostican y activan una negociación de soporte a la red de FED si están fuera de la capacidad de la red.

- 2) El servidor NAC resuelve el subproblema de red que abarca las siguientes 24 horas utilizando las previsiones de carga como entrada para los clientes no participantes. A partir de esta solución, se envían a cada cliente las potencias reales y reactivas viables en la red como una solicitud junto con los correspondientes LMP permanentes.
- 3) Los EMS resuelven los subproblemas de los clientes al optimizar el uso de sus FED en respuesta a los LMP y a la potencia de apoyo solicitada por el servidor de la nube NAC. Su mejor respuesta se envía de nuevo al servidor NAC, donde los LMP se actualizan para reflejar los cambios en el uso de la red. La negociación itera entre las etapas 2 y 3 hasta que el algoritmo identifica la convergencia a un nivel de apoyo en el que se satisfacen las restricciones de la red y los clientes están contentos con los LMP ofrecidos.

En caso de que no se pueda alcanzar la convergencia por cualquier motivo, el sistema está diseñado para recurrir a la solución de la última negociación exitosa. Alternativamente, se pueden indicar estas situaciones al operador de la red para una intervención más manual, p. ej., en circunstancias en las que un fallo de la red ha provocado una inviabilidad. Actualmente, no se conoce ninguna garantía de convergencia teórica cuando se utiliza el método de los multiplicadores de dirección alterna para resolver un problema no convexo, como el OPF. No obstante, en la práctica, la convergencia no ha sido un problema, y seguimos esperando obtener soluciones cercanas a la maximización del bienestar social de los clientes y de la red. Esto queda respaldado por los experimentos que utilizan el método de multiplicadores de dirección alterna para resolver el OPF en escenarios similares.

NAC en Bruny Island

En el contexto de Bruny Island, el NAC se encargó de negociar el despacho de los 34 sistemas de baterías para garantizar que el cable submarino se mantuviera por debajo de su límite de corriente. El subproblema OPF toma como entrada una previsión de la carga de la isla (generada a partir de las lecturas del reconector) y un modelo de la red de media tensión (MT) trifásica desbalanceada de 11 kV. A continuación,

el OPF de la red negocia de forma iterativa un mayor suministro de las baterías o, en su defecto, del generador diésel, hasta que el cable submarino esté a salvo por debajo de su límite.

Los DNSP suelen tener datos de baja calidad sobre la configuración y el estado de la red, y Bruny Island no fue una excepción. El modelo NAC utilizado en la prueba tenía un modelo trifásico desbalanceado de la red y requería lo siguiente:

- ✓ la configuración de la red, como la fase a la que está conectado un cliente, el tipo de conductor y la configuración de los transformadores
- ✓ el estado actual de la red, incluyendo la tensión en cada nodo, la corriente de cada línea y la carga en cada sitio del cliente.

Debido a la naturaleza desbalanceada de la red y de las cargas conectadas a ella, era especialmente importante disponer de buena información sobre el escalonamiento de los clientes. Las fases a las que se conecte un participante alterarán la contribución de su FED a la gestión de la restricción de la red, en función del desbalance de la red durante el evento de consumo máximo. El modelo trifásico que utilizamos como parte del NAC podía tener en cuenta estas diferencias a la hora de determinar el despacho óptimo, y también tenía implicaciones para la forma de recompensar a los participantes. Los operadores de TasNetworks tuvieron que recopilar manualmente los datos de fase en el marco de la prueba.

Una de las limitaciones de los datos disponibles era la falta de un modelo preciso de la red de baja tensión (BT), por lo que, en su lugar, los clientes se aproximaron como si estuvieran conectados directamente a la red de MT después de tener en cuenta la fase del cliente y del transformador de distribución. El límite térmico del cable submarino fue la principal limitación operativa de nuestra demostración. Hicimos algunas simulaciones en las que las tensiones de la red de MT se limitaron como una aproximación a las tensiones de BT, pero esos resultados no pudieron evaluarse adecuadamente debido a la ausencia del modelo de BT.

La previsión de la carga de la isla es fundamental para garantizar una preparación previa suficiente de las baterías, es decir, que se carguen en un periodo de menor demanda en la fase previa a una carga máxima. Sin embargo, la previsión de la carga para cargas pequeñas, como la de Bruny Island, es un reto, que se ve agravado por el impacto de los días festivos y el clima. También es fundamental predecir una

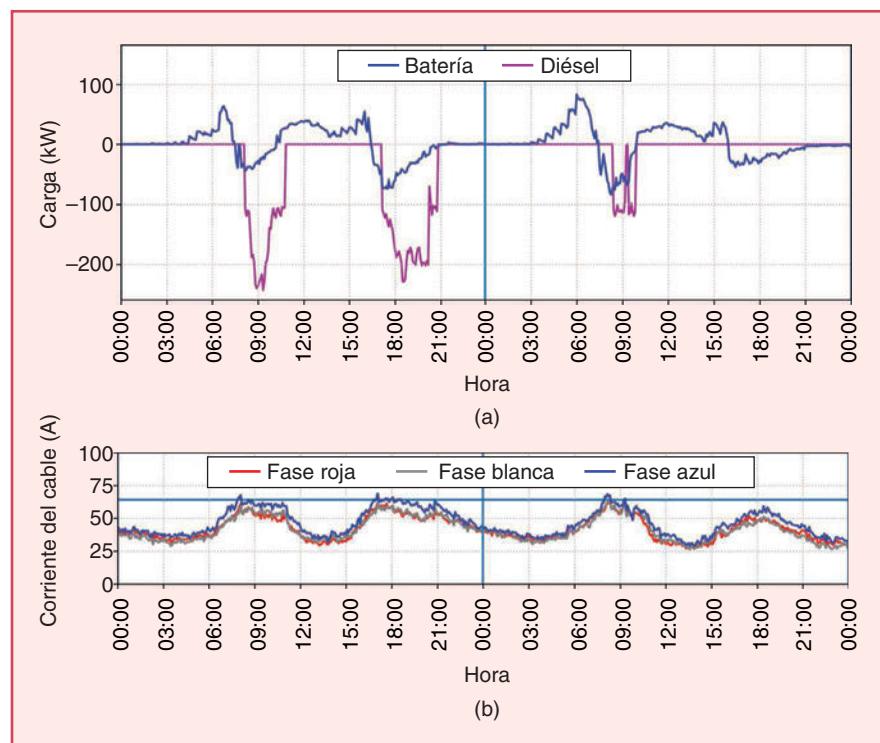


figura 5. La (a) serie temporal de la respuesta agregada de la batería y del generador diésel y (b) la corriente resultante del cable submarino por fase durante dos días.

carga máxima con suficiente antelación para que las baterías puedan precargarse. Se implementó un motor de previsión de carga basado en redes neuronales que mejoró significativamente el rendimiento del enfoque general.

Beneficios de la red

En 2018 se realizaron una serie de ensayos para demostrar y evaluar el enfoque NAC. En total, el NAC se ejecutó durante

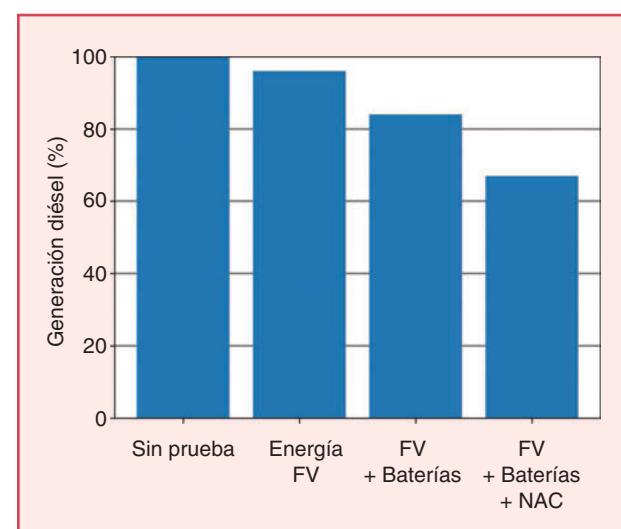


figura 6. Los requerimientos de generación de diésel a medida que se añaden más componentes de la solución.

65 días, que abarcaron 16 períodos de carga máxima que requerían soporte de red. Como se ha comentado anteriormente, el enfoque tradicional de gestión de cargas máximas en el cable submarino que conecta Bruny Island con el resto del NEM consistía en despachar un generador diésel local, por lo que una métrica clave sería el ahorro en el consumo de diésel. También utilizamos simulaciones contrafactualas de los eventos del periodo de prueba para evaluar el rendimiento del NAC en comparación con enfoques alternativos e hipotéticos.

De los 34 sistemas de baterías, solo 31 estuvieron disponibles durante la mayor parte de las pruebas debido a interrupciones y retrasos en la instalación. El generador diésel se accionó manualmente antes y durante la prueba. No fue parte activa de la optimización del NAC (aunque se modeló en él). El generador diésel se ponía en marcha en función de una alarma en la sala de control de la empresa de servicios públicos que se activaba cuando la corriente en el cable superaba los límites operativos y luego era apagado manualmente por un operador en función de la experiencia operativa.

La figura 5 muestra un ejemplo del despacho de baterías agregado que el algoritmo NAC logró durante dos días de eventos de carga máxima. La figura 5(b) muestra la corriente bajo el mar, que se sobrecargaría por las mañanas de los dos días y por la tarde del primer día sin la intervención de la batería y el diésel. Las baterías se cargan en previsión de una próxima carga máxima basada en las previsiones de carga de la isla y luego retrasan y compensan las necesidades de diésel hasta que se agotan o la carga máxima termina.

Durante las 16 cargas máximas de la prueba, el funcionamiento combinado de las baterías y el algoritmo NAC redujo el uso de diésel en un 33% aproximadamente, lo que supuso un ahorro de unos AU\$1,000 en diésel. Había muy pocas baterías para eliminar todo el uso del diésel debido a la escala y la duración de las cargas máximas, por lo que lograr una reducción práctica del 33% del diésel con baterías capaces de satisfacer solo el 10% de la demanda máxima de la isla fue un logro significativo. Con más FED, se podría desbloquear un valor adicional si se pudiera eliminar el generador diésel de la isla, ya que un costo importante es el mantenimiento y la depreciación.

Por sí solo, el ahorro de diésel no es suficiente para justificar las subvenciones iniciales concedidas a los clientes, pero desde el principio no se esperaba, dado el carácter de prueba de concepto de esta tecnología emergente. Con el tiempo, a medida que los costos de las baterías disminuyan y estén al alcance de más consumidores, los subsidios no serán necesarios. Como se muestra en la siguiente sección, los clientes pueden obtener mucho valor adicional de las energías FV y las baterías, como el autoconsumo solar y el cambio de carga. Los DNSP no tendrían acceso a estos beneficios si fueran propietarios y explotaran ellos mismos las FED, debido a las limitaciones normativas. Los consumidores obtienen este valor a diario y luego reciben pagos adicionales en el pequeño número de días de carga máxima a lo largo del año que requieren soporte a la red.

Como se muestra en la figura 6, aproximadamente la mitad del ahorro de diésel podría atribuirse a la presencia natural (no coordinada) de la nueva energía solar y las baterías (el caso de las energías FV + las baterías). Las cargas máximas de la red se producen por la mañana y por la tarde, fuera de las horas en las que la energía solar, por sí sola, tendría un gran impacto. El control convencional de las baterías de EMS, que responde a cualquier precio por tiempo de uso y a los incentivos tarifarios, tiende a ayudar a las cargas máximas de la tarde, pero tiene poco impacto en las de la mañana. La otra mitad del ahorro de diésel es resultado del algoritmo NAC, que aumenta la eficiencia de las baterías al apoyar activamente la red.

El ahorro de diésel no es la única consideración de costos que nos preocupa. El algoritmo NAC toma en cuenta, además, el costo en que incurren los clientes participantes al desviar su funcionamiento de la batería para ayudar a la red (antes de cualquier pago de apoyo). Si nos centramos en los días con cargas máximas y consideramos ambos costos en conjunto, el enfoque NAC sigue logrando una reducción del 24% en los costos de explotación. Si comparamos esta cifra con el 33% de ahorro de diésel, vemos que, por un pequeño aumento del costo para los prosumidores, conseguimos un ahorro de diésel proporcionalmente mayor. Durante las pruebas, los clientes fueron compensados con creces por este aumento de sus costos de explotación mediante pagos de apoyo, que se analizan en la siguiente sección.

En el análisis del impacto restante de los errores de predicción, realizamos una serie de experimentos contrafactuals para evaluar el ahorro de diésel que podría conseguir el NAC si tuviera una predicción perfecta. Sus resultados nos muestran que todavía existe la posibilidad de ahorrar hasta un 3.5% más con una nueva mejora de los pronósticos.

Beneficios para el cliente

El enfoque NAC busca una solución que sea el óptimo social, en beneficio del conjunto, medido por la suma de los costos de todos, incluido el generador diésel. Este enfoque suele dar lugar a la modificación del comportamiento de un individuo si beneficia al conjunto, lo que suele tener un costo para el individuo. En Bruny Island, esto corresponde a la modificación de los comportamientos de carga y descarga de las baterías para ahorrar una mayor cantidad de dinero en gastos de diésel.

Esto plantea dos cuestiones. En primer lugar, queremos utilizar al menos una parte del ahorro para asegurarnos de que los individuos sean compensados por los costos de oportunidad de funcionamiento en los que incurrieron al modificar su comportamiento. En segundo lugar, queremos ofrecer más incentivos a los clientes por el soporte a la red que proporcionan sus baterías. Exploramos cómo estos incentivos pueden establecerse buscando reflejar el valor de una batería para la red, p. ej., basándose en estar en una ubicación particular en la red o tener más capacidad para proporcionar soporte a la red cuando se necesita. También

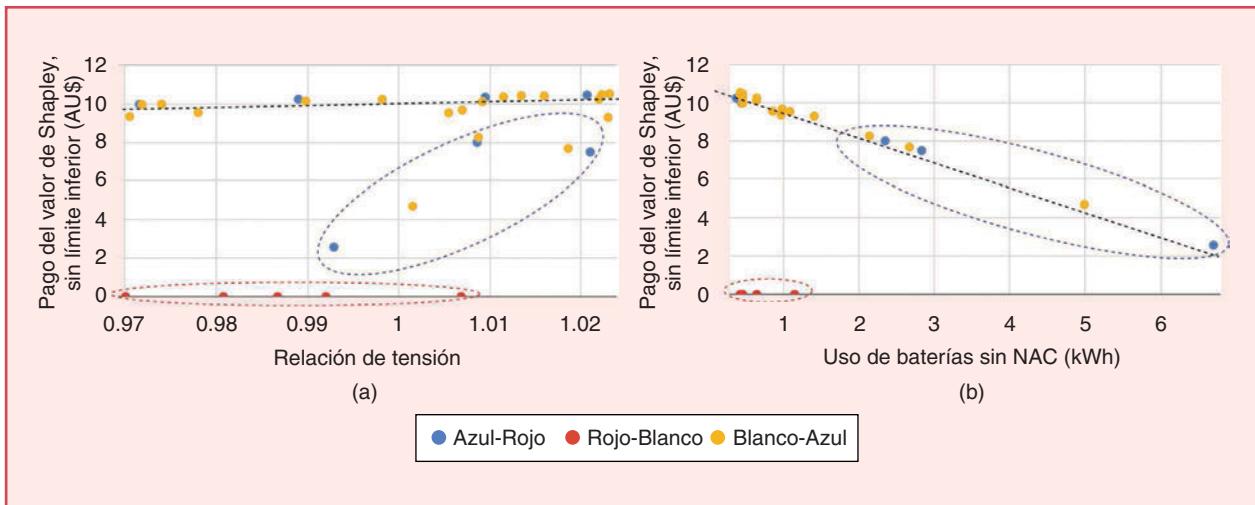


figura 7. La relación entre los pagos de valor de Shapley y los impulsores de los beneficios de la red por fase del cliente (color del punto): la (a) relación de tensión y (b) uso de la batería sin NAC.

queremos examinar cómo el sistema combinado de batería de energía FV y NAC beneficia a los clientes en general, no solo durante los eventos de soporte a la red.

Para calcular los costos de oportunidad en los que se incurre cuando el NAC modifica los comportamientos de carga y descarga de las baterías, realizamos una simulación contrafactual del evento de carga máxima sin recurrir a las baterías como soporte a la red. Esto nos proporcionó el costo o los beneficios que habría recibido un individuo si hubiera conservado el uso exclusivo de la batería. La diferencia entre el costo privado de un cliente en la simulación contrafactual y su costo privado en la acción de soporte a la red con NAC es el costo de oportunidad del cliente por participar en el sistema NAC.

Durante la prueba, los pagos de los clientes fueron siempre tan grandes como esta cantidad, lo que garantizó que nunca estuvieran en peor situación por el apoyo que prestaron a la red.

Partiendo de este estilo de razonamiento contrafáctico, podemos estimar un valor para cada batería por su capacidad de almacenamiento, su potencia y su ubicación en la red, utilizando herramientas de la teoría de juegos cooperativos. Un juego cooperativo modela aquellos problemas en los que una coalición de jugadores coopera para obtener una recompensa conjunta, que debe ser repartida entre los jugadores. Según este modelo, se pagaba al grupo, o coalición, de baterías para que proporcionara

un alivio de carga suficiente que superara la restricción prevista en la red.

Mediante el algoritmo NAC, las baterías realizan una acción colectiva óptima de soporte a la red, y la coalición de baterías en su conjunto recibe una recompensa en forma de ahorro de costos de diésel (o alguna proporción del ahorro si la red o la empresa de servicios públicos desea quedarse con parte del ahorro). Así, los jugadores del juego cooperativo son propietarios de la batería, y el pago a la coalición debe dividirse entre ellos. Con este objetivo en mente, investigamos el uso de un concepto de solución llamado valor de Shapley, que es un enfoque de reparto de recompensas popular en la literatura de economía y ciencias de la computación

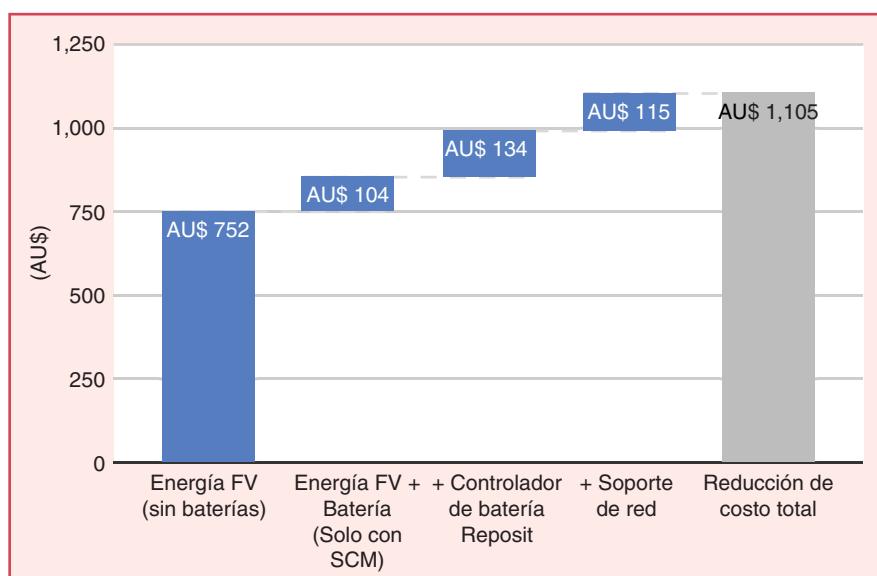


figura 8. Desglose de las reducciones de los costos promedios de los clientes por componente del sistema. SCM: maximización del autoconsumo.

debido a sus propiedades teóricas favorables, cuyo uso ha resultado escaso en los sistemas eléctricos más allá de los intentos de utilizarlo como una regla para asignar los costos del sistema de transmisión.

En el contexto del proyecto, el valor de Shapley es la contribución promedio de un cliente a la reducción de los costos de diésel en todas las combinaciones de subcoaliciones de baterías, es decir, su reducción individual de costos marginales promediada en todas las combinaciones de participantes en la batería. Pagar a los clientes de esta manera difiere de la fijación de precios típica de las redes eléctricas, en las que a menudo se utilizan los LMP o se promulga la fijación de precios minorista cuando las ofertas fijas son la norma.

Las razones para utilizar el valor de Shapley en este caso son que, en primer lugar, queremos dar a la empresa de la red la flexibilidad de socializar algunos de los beneficios, lo que no es posible cuando se utilizan únicamente los LMP; se utiliza alguna transferencia adicional además de los LMP, lo que plantea la misma cuestión de cómo reasignar el ahorro restante. En segundo lugar, seguimos queriendo señalar el valor del apoyo a las baterías a los clientes utilizando alguna forma de discriminación de precios.

El valor de Shapley tiene varias propiedades deseables que significan que resulta en una asignación justa de la recompensa de soporte a la red. Además de estas propiedades, queremos explorar hasta qué punto proporciona a los clientes pagos que reflejan el valor de la red de sus acciones para ayudar a incentivar la inversión en los lugares adecuados de la red. Sin embargo, calcular el valor exacto de Shapley es difícil porque el número de combinaciones de baterías (número de subcoaliciones) crece exponencialmente con el número de clientes, pero se puede aproximar por muestreo.

La figura 7 ilustra las relaciones entre el pago del valor de Shapley para un evento de soporte a la red el 10 de junio de 2018 y las tres características del sistema: fase del cliente (color del punto), relación de tensión [figura 7(a)] y uso de la batería en el hipotético sin NAC [figura 7(b)]. La primera, que se muestra mediante puntos de color en ambos ejes, es la conexión de fase del cliente, que es una de azul-rojo, rojo-blanco o blanco-azul. Ambos gráficos muestran que los clientes conectados en fase roja y blanca, rodeados por el guion rojo, no reciben ningún pago porque, en este caso concreto, solo la corriente de la línea azul superaba el límite térmico.

En segundo lugar, la relación entre la tensión en el punto de medición de la corriente de línea y la de las instalaciones de cada cliente se utiliza como indicador de la distancia eléctrica y del estado del sistema en la figura 7(a). La línea ascendente indica que cuanto mayor sea la caída de tensión al cliente, mayor será el pago. Los clientes que se encontraban más lejos del punto de restricción, en partes de la red más cargadas y en las fases más cargadas recibieron el pago más alto.

En tercer lugar, el uso contrafáctico de la batería sin NAC en la [figura 7(b)] está relacionado negativamente con los pagos, lo que demuestra que el valor de Shapley solo proporciona pagos por los beneficios marginales, por lo que si la batería de un cliente se va a descargar en cualquier caso, no se le compensa por esta acción. Esto también explica los valores atípicos marcados con un círculo azul en el gráfico de la figura 7(a). A partir de estos resultados, la correlación entre los pagos del valor de Shapley y el valor para la red es clara, lo que demuestra que el valor de Shapley proporciona un medio de aplicación de pagos de soporte a la red que reflejan el valor.

Además de los beneficios de la red, también queríamos entender la propuesta de valor adicional para los consumidores que aporta la participación de las energías FV, las baterías, el EMS y el NAC. Los clientes se benefician de las distintas partes del sistema en cantidades diferentes. Para evaluar esto, volvimos a aplicar simulaciones contrafácticas a fin de analizar el valor incremental de incluir una mayor sofisticación al sistema del cliente y la integración con el NAC. El diagrama de cascada de la figura 8 lo ilustra.

El primer incremento es la reducción del costo promedio para los clientes de prueba por la instalación de una unidad FV. Téngase en cuenta que el valor de la unidad FV para un cliente



figura 9. Conversación sobre la prueba con la comunidad. (Fuente: TasNetworks; usada con permiso)

depende de la carga media diurna y del tamaño de la unidad que instale: cuanto mayor sea la carga media diurna y la unidad FV, mayor será el beneficio. El segundo incremento muestra el valor de añadir una batería que emplea un controlador heurístico de maximización del autoconsumo, que es un enfoque estándar en muchas baterías listas para usar. El tercer incremento añade el valor medio adicional de utilizar los algoritmos de pronóstico y optimización estándar del EMS para controlar la batería. El último incremento muestra el valor medio de los pagos de soporte a la red por operar con el NAC durante los eventos de carga máxima, menos los costos de oportunidad de la participación en el NAC. Tenga en cuenta que, en las pruebas en vivo, se pagó a los clientes una tarifa plana de AU\$1/kWh por el soporte a la red que prestaron.

La acumulación de estos flujos de valor dio lugar a una reducción media de los costos totales de AU\$ 1,105 entre los participantes en la prueba. No obstante, las motivaciones de los clientes son mucho más complicadas y diversas de lo que representan estas cifras puramente financieras, como descubrió el equipo de ciencias sociales del proyecto.

Ciencias sociales

El equipo del proyecto incluía investigadores sociales que examinaron las respuestas de los hogares de prueba a las nuevas tecnologías de FED. Se realizaron tres entrevistas con cada hogar de prueba a lo largo del periodo de prueba (aproximadamente 100 horas de entrevista en total), lo que permitió analizar la evolución de las respuestas a lo largo del tiempo. También se utilizaron grupos de discusión, observaciones en el hogar y diarios de energía. Este tipo de investigación longitudinal cualitativa permitió comprender en profundidad los diferentes tipos de relaciones entre los hogares y su red eléctrica que las tecnologías de FED provocan desde la perspectiva del hogar.

La investigación social reveló una gran diversidad de respuestas de los hogares a la nueva tecnología de FED. Algunos se comprometieron realmente con la prueba y valoraron muy positivamente la experiencia, mientras que otros tuvieron dificultades para entender la tecnología y se enfrentaron a múltiples retos a la hora de instalarla y hacerla funcionar bien. Esto es importante porque una suposición común entre las partes interesadas de la industria y el gobierno en materia de FED es que los miembros de los hogares probablemente estén dispuestos a participar y no tengan ningún problema en el intercambio de FED con las redes. Nuestra investigación social desafió esta suposición. Los hogares son diversos, y un mayor conocimiento y apreciación del contexto en el que los hogares toman decisiones sobre su energía es crucial para entender su receptividad a las FED y sus preferencias en cuanto a las mismas.

Las cuestiones clave que identificamos en nuestra investigación social fueron el papel fundamental del proceso de instalación, las emociones, los cambios en la respuesta de los hogares a lo largo del tiempo y los precios. El proceso de

instalación se concentra aquí, ya que se trata de un área en la que la industria puede adaptarse con razonable facilidad para animar a los hogares a instalar y compartir FED.

En Bruny Island, el proceso de instalación no fue un acontecimiento discreto y puntual, sino más bien un proceso difuso que, para la mayoría de los hogares, llevó algún tiempo y no fue sencillo. Además, la experiencia de la instalación fue un momento importante para los hogares y tuvo un fuerte impacto en sus experiencias actuales de la prueba en general, incluida su satisfacción con la tecnología y el precio. Los instaladores variaban mucho en cuanto al nivel de educación y apoyo que proporcionaban a los hogares y, en la mayoría de los casos, los instaladores no podían proporcionar un apoyo de seguimiento significativo.

Los sistemas domésticos de FED suelen comprender múltiples tecnologías que, cuando se combinan en los hogares, crean un sistema global bastante complejo desde la perspectiva del propietario. Aunque cada empresa tecnológica que participó en la prueba proporcionó información y apoyo a su componente tecnológico (por ejemplo, Reposit proporcionó apoyo relacionado con el Reposit EMS, y LG proporcionó apoyo informativo sobre sus baterías), era necesario que los propietarios combinaran y sintetizaran la información de los diferentes componentes del sistema FED.

Muchos hogares se sentían emocionalmente abrumados o simplemente no tenían el tiempo o el interés de hacer este trabajo de síntesis. El apoyo a los hogares en cuanto a este nivel de comprensión más amplio y combinado para resolver algunos problemas técnicos recayó principalmente en TasNetworks y en los instaladores de esta prueba. Sin embargo, se tardó bastante más de lo previsto, y es poco probable que esta importante función de asesoramiento global sea sostenible a escala, tanto por parte de los instaladores como de las empresas de servicios públicos. Nuestra investigación social identificó el proceso de instalación como una parte vital del viaje de los hogares con FED y que requiere cierta adaptación para atraer y retener a los hogares que comparten la red FED (figura 9).

Siguientes pasos

Un pescador acabó sellando el destino del programa de soporte a la red en Bruny Island. Tras la finalización del proyecto, el ancla de un barco enganchó el cable submarino del norte, lo que provocó un fallo irreparable y, en consecuencia, amenazó la seguridad de la red de la isla. TasNetworks optó finalmente por sustituir el cable cortado, aumentando considerablemente la capacidad de la red disponible.

Si bien esto eliminó la necesidad de que las baterías proporcionen soporte a la red, los consumidores que las poseen siguen disfrutando de las ventajas de autoconsumir su propia energía solar y de cambiar el consumo entre los períodos tarifarios. Esta serie de acontecimientos constituye un buen ejemplo de gasto diferido en la red a través de los servicios de red. La inversión en la red se realizará como resultado de un fallo de los activos o del aumento de la carga hasta un

punto en el que un acuerdo de soporte a la red ya no es la opción menos costosa.

Aunque el algoritmo NAC se aplicó al caso de uso de aumentar la eficiencia del soporte a la red desde el almacenamiento de baterías residenciales, el diseño subyacente de NAC permite resolver problemas más fundamentales del mercado a nivel de distribución. Es decir, al crear precios nodales dentro de la red que reflejan el mercado mayorista, el mercado auxiliar y los precios de los servicios de soporte a la red, el proceso de despacho de las FED se optimiza en conjunto para todos los diferentes resultados del mercado en el NEM australiano. Por lo tanto, NAC es adecuado como una tecnología de habilitación clave dentro de una plataforma de mercado de distribución.

Este acercamiento ha encontrado desafíos comerciales y normativos en varios frentes. Si bien Australia se encuentra a la vanguardia de la integración de las FED de alta penetración en el sistema eléctrico, no se ha argumentado el uso de un mercado a nivel de distribución para resolver el problema de la cooptimización. Por lo tanto, no existe la normativa necesaria para la adopción de un mercado a nivel de distribución, lo que restringe la aplicación de NAC a las implementaciones de prueba y limita las aplicaciones comerciales a corto y medio plazo.

La aplicación de NAC para aumentar la efectividad de los servicios de soporte a la red se basa en un mercado saludable de oportunidades para prestar estos servicios. A diferencia de otras jurisdicciones, Australia no cuenta con grandes volúmenes de soporte a la red proporcionado por terceros o de respuesta de la demanda. Aunque los DNSP están obligados a considerar alternativas fuera de la red cuando evalúan los nuevos gastos en la red, la gran mayoría de las evaluaciones resultan en soluciones que priorizan la red. Una vez más, esto tiene el efecto de reducir el actual mercado abordable para la comercialización de tecnologías como NAC.

Los aprendizajes y la experiencia adquirida con el proyecto y la falta de atención de la industria a corto plazo en los mercados a nivel de distribución ya han dado lugar a mejoras en los conceptos de NAC. En un proyecto de seguimiento en curso, la integración más estrecha con los mercados mayoristas ha sido una prioridad clave, permitiendo a los prosumidores proporcionar servicios de apoyo a la energía y la frecuencia junto con el soporte a la red. Esto incluye extensiones directas de NAC, así como alternativas para reducir el requerimiento de la licitación iterativa con los prosumidores, reduciendo aún más la complejidad de implementación, comunicación y cálculo. Aun así, en última instancia, el futuro de la evolución de las tecnologías NAC y similares depende en gran medida de los marcos normativos que permiten los mercados a nivel de distribución, así como del apetito de los DNSP por elegir servicios de soporte a la red.

Agradecimientos

Andrew Fraser y Laura Jones eran empleados de TasNetwork en el momento del proyecto.

Lecturas complementarias

Proyecto CONSORT. <http://brunybatterytrial.org/> (consultado en mayo de 2021).

P. Scott, D. Gordon, E. Franklin, L. Jones y S. Thiébaux, “Network-aware coordination of residential distributed energy resources” (Coordinación en red de las fuentes de energía distribuida residenciales), *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n.º 6, págs. 6528–6537, 2019. doi: 10.1109/TSG.2019.2907128.

A. C. Chapman, S. Mhanna y G. Verbic, “Cooperative game theory for non-linear pricing of load-side distribution network support” (Teoría de juegos cooperativos para la fijación de precios no lineales del soporte a la red de distribución del lado de la carga), en *Proc. 3rd IJCAI Algorithmic Game Theory Workshop*, 2017, págs. 1–16.

H. Ransan-Cooper, H. Lovell, P. Watson, A. Harwood y V. Hann, “Frustration, confusion, and excitement: Mixed emotional responses to new household solar-battery systems in Australia” (Frustración, confusión y emoción: respuestas emocionales contradictorias a los nuevos sistemas domésticos de baterías solares en Australia), *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 70, pág. 101,656, Dic. 2020. doi: 10.1016/j.erss.2020.101656.

“Open energy networks project: energy networks Australia position paper” (Proyecto de redes energéticas abiertas: documento de la posición de Energy Networks Australia), Energy Networks Australia, Melbourne, Australia, 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.energynetworks.com.au/resources/reports/2020-reports-and-publications/open-energy-networks-project-energy-networks-australia-position-paper/>

R. Davies. “All of South Australia’s power comes from solar panels in world first for major jurisdiction” (Toda la energía de Australia Meridional procede de paneles solares, una primicia mundial para una gran jurisdicción). ABC News, 24 de oct. de 2020. <https://www.abc.net.au/news/2020-10-25/all-sa-power-from-solar-for-first-time/12810366> (consultado en mayo de 2021).

Biografías

Archie Chapman pertenece a la Universidad de Queensland, Brisbane, QLD 4072, Australia.

Andrew Fraser pertenece a la Universidad Nacional Australiana, Canberra, ACT 2600, Australia.

Laura Jones pertenece a la Universidad Nacional Australiana, Canberra, ACT 2600, Australia.

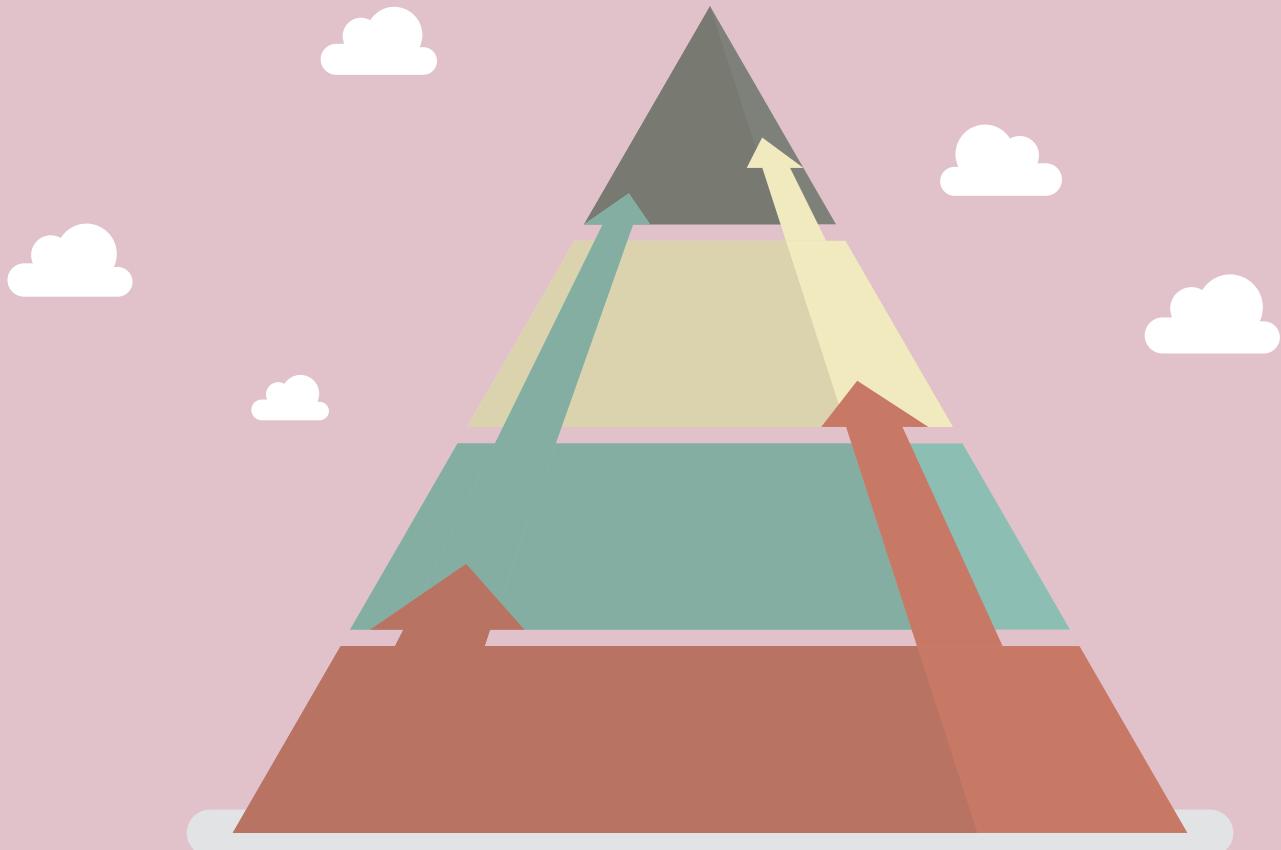
Heather Lovell pertenece a la Universidad de Tasmania, Hobart, TAS 7001, Australia.

Paul Scott pertenece a la Universidad Nacional Australiana, Canberra, ACT 2600, Australia.

Sylvie Thiébaux pertenece a la Universidad Nacional Australiana, Canberra, ACT 2600, Australia.

Gregor Verbic pertenece a la Universidad de Sydney, Sydney, NSW 2006, Australia.





Servicios de la red y el mercado desde el límite

©SHUTTERSTOCK.COM/SIRA ANAMWONG

Uso de límites operativos para desbloquear los servicios conocidos de flexibilidad para la red, provenientes de FED.

Por Michael Z. Liu, Luis (Nando) Ochoa, Shariq Riaz, Pierluigi Mancarella, Tian Ting, Jack San y John Theunissen

LA PROLIFERACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA distribuida (FED) en los límites de la red, como la energía solar fotovoltaica y las baterías residenciales, ha creado la oportunidad para que los agregadores administren múltiples clientes (en adelante denominados clientes *activos*) y sus FED con el fin de participar en los mercados de energía y servicios auxiliares así como proporcionar varios servicios de red locales y a nivel de sistema. Estos agregadores se esfuerzan por crear una gran cartera que involucre a miles

de clientes activos y así lograr la flexibilidad para crear una respuesta agregada sustancial a nivel del sistema.

Al mismo tiempo, si esta respuesta agregada no se gestiona de forma adecuada, las exportaciones (o importaciones) simultáneas de potencia pueden resultar en tensiones y corrientes mucho más allá de los límites de la red de distribución. A medida que aumenta el volumen de las FED que participan en la operación del sistema y del mercado, es más necesario garantizar la integridad de la red. Pero la gran barrera para la mayoría de las empresas de distribución es que no pueden controlar directamente FED o agregadores

Identificador de objeto digital 10.1109/MPE.2021.3072819
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

La configuración de la longitud de los intervalos, la longitud del horizonte y la frecuencia con la que se calculan los límites operativos tienen compensaciones asociadas entre precisión y complejidad.

debido a las reglas de separación de los mercados de electricidad desregulados.

Actualmente, una solución común que mitigue los flujos de potencia excesivos es un límite de exportación fijo en toda la región en los puntos de conexión del cliente (p. ej., el límite de 5 kW para conexiones monofásicas en Australia). Sin embargo, dicho límite fijo puede ser demasiado prohibitivo (ya que se determina con base en los peores escenarios) y/o inadecuado (ya que puede volverse obsoleto cuando aumenta la penetración de FED). Con este fin, un enfoque alternativo denominado *límites operativos* puede convertirse en una forma más efectiva y eficiente de facilitar la participación en el mercado de servicios de flexibilidad a nivel del sistema y la provisión de servicios de red desde los límites de la red.

En este concepto, las empresas de distribución calculan primero, en tiempo real o con anticipación, los límites operativos (límites de exportación o importación que varían en el tiempo) en el punto de conexión de las instalaciones del cliente (donde se encuentra el medidor). Luego, esta información se entrega a los agregadores para que la consideren como una restricción al decidir cómo administrar su cartera de FED respecto de la participación de energía y servicios auxiliares. Además, se prevé que el mercado local y los mecanismos de precios sean gestionados por la empresa de distribución, lo que podría fijar el precio de las restricciones y los servicios relacionados con la red de forma integrada con la energía mayorista y los servicios auxiliares.

Una ventaja clave del enfoque de los límites operativos es que permiten a las empresas de distribución garantizar la integridad de la red sin tener un control directo de las FED o del agregador. Esto también permite maximizar la capacidad que se puede asignar casi en tiempo real a diferentes FED, maximizando así el volumen de flexibilidad que se puede proporcionar aguas arriba. Además, el desarrollo de servicios locales conscientes de la red que están integrados con los mercados mayoristas puede aumentar la eficiencia general del mercado en diferentes “productos” y la cadena de valor de la electricidad. Esto permite a los agregadores mejorar su caso de negocios optimizando de forma conjunta sus ofertas en múltiples mercados y aumentando las ganancias para sus clientes.

Este artículo proporciona información fundamental sobre qué son los límites operativos y cómo pueden facilitar la prestación de servicios de red y flexibilidad y la participación de mercado relevante para las agregaciones de FED. Discutimos cómo los límites operativos podrían ser

implementados de manera práctica por la industria, incluida una arquitectura general y una metodología de ejemplo para determinar los límites operativos. También analizamos el papel de la potencia reactiva para acceder a la capacidad de la red con el objetivo de brindar flexibilidad, el impacto de los aspectos temporales de la flexibilidad en la interacción del mercado y los desafíos potenciales que deben superarse si se quieren hacer realidad los límites operativos.

Integración de servicios de mercado y redes locales y a nivel de sistema

Tradicionalmente, la energía y los servicios auxiliares se adquieren a partir de recursos dentro de la red de transmisión, y las interacciones entre las redes de transmisión y distribución han sido sencillas. El soporte de la red local en la red de distribución generalmente se proporciona a través de los activos de red propiedad de las empresas de distribución. En consecuencia, a medida que surge la oportunidad para que las FED residenciales proporcionen tanto servicios a nivel de sistema como soporte de red local, también es necesaria una nueva arquitectura que permita estas interacciones en todo el sistema eléctrico. Bajo este nuevo paradigma, se prevén tres roles clave para habilitar y facilitar las actividades emergentes desde los límites de la red (p. ej., agregación de FED residenciales):

- ✓ el operador del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés)
- ✓ el operador del mercado de distribución (DMO, por sus siglas en inglés), que en algunas jurisdicciones puede estar asociado con el DSO de diferentes maneras
- ✓ el agregador.

El DSO es la forma evolutiva de una empresa de distribución, una entidad que ahora también es responsable de gestionar activamente los límites de acceso a la red de los clientes activos mediante el cálculo y la emisión de límites operativos. El agregador es responsable de administrar las FED de los clientes activos para participar en los mercados mayoristas, lo que incluye garantizar su disponibilidad cuando se necesiten los servicios, realizar ofertas en los mercados relevantes y enviar señales de despacho final a cada uno de los clientes activos. Puede haber varios agregadores participando en el mercado en la misma región. Por último, el DMO es responsable de liquidar el mercado local y realizar una liquidación financiera con los agregadores mientras interactúa simultáneamente con todo el sistema eléctrico y los mercados.

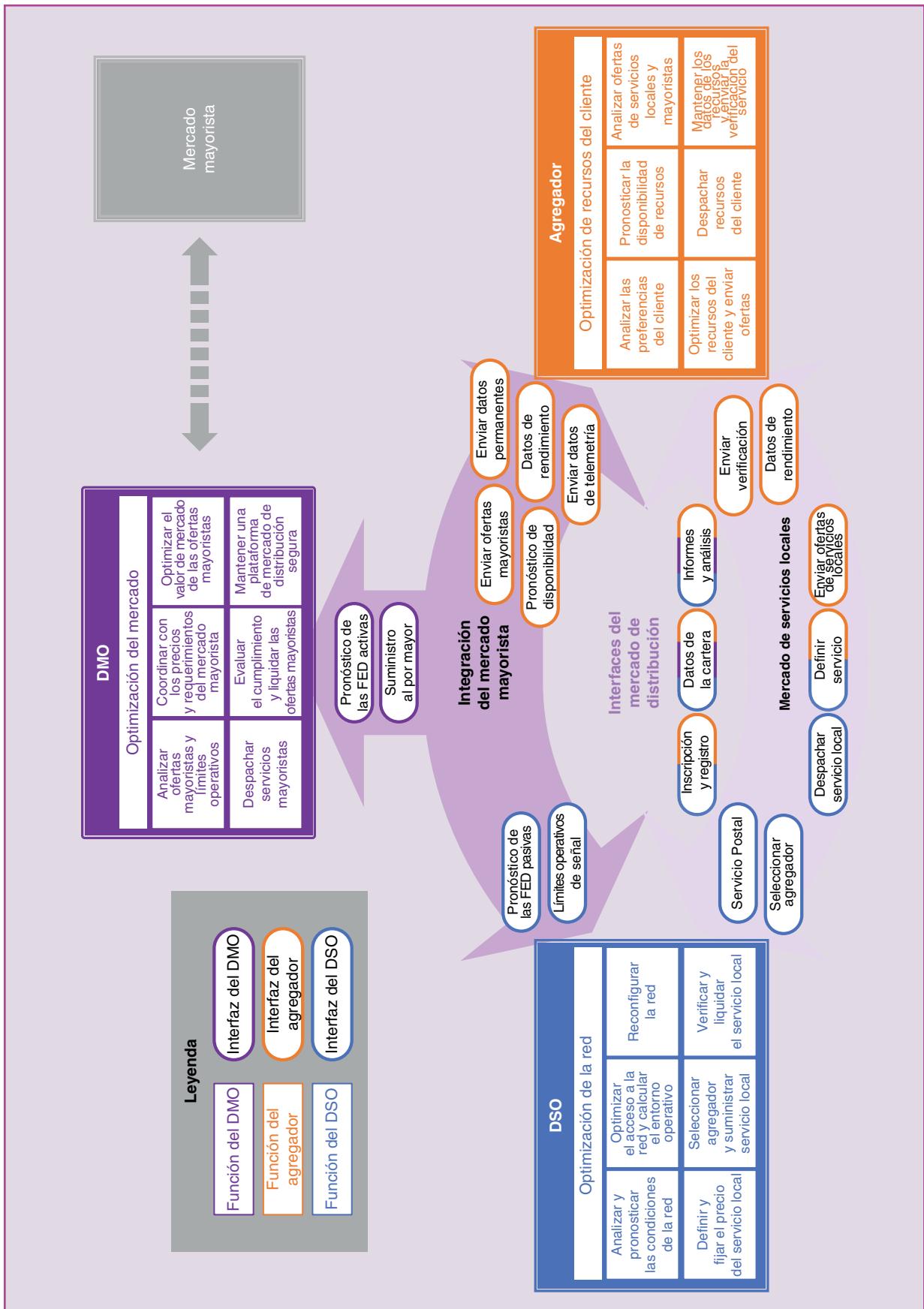


figura 1. Una infografía de la arquitectura propuesta.

Además de los tres roles clave, también se requiere una plataforma de mercado de distribución como un centro de transacciones central para facilitar las interacciones entre todos los participantes en las operaciones diarias. Este eje central permite un enfoque más transparente para las partes involucradas, lo que puede ser particularmente importante cuando hay varios agregadores. En la figura 1 se muestra una infografía que resume las interacciones entre los participantes en la plataforma del mercado de distribución y las actividades clave bajo la arquitectura propuesta.

De límites fijos de importación/exportación a límites operativos

Los agregadores existentes generalmente controlan las FED sin considerar las limitaciones subyacentes en las redes de distribución, como los límites térmicos y de tensión. Esto se justifica porque se trata de un problema de red sistémico que debe resolverse en presencia de múltiples partes en competencia. Además, los agregadores no tienen acceso a los datos necesarios para modelar la red. Los agregadores simplemente deben cumplir con los límites fijos de exportación/importación que están asociados con el punto de conexión de cada cliente FED en su cartera.

Por ejemplo, en Australia, un agregador puede injectar hasta 5 kW por fase (un límite de exportación residencial utilizado por muchas empresas de distribución en la actualidad). No obstante, dada la naturaleza variable de la demanda de los clientes y la generación local, un límite de exportación fijo de este tipo puede ser demasiado restrictivo en momentos en que la red puede manejar flujos eléctricos más grandes (es decir, todavía hay margen de tensión y capacidad térmica disponibles). Además, a medida que crece la penetración de FED, los límites de exportación fijos pueden resultar insuficientes para garantizar la integridad de la red, ya que habrá más clientes inyectando energía simultáneamente.

Por lo tanto, el uso de límites operativos (límites de exportación/importación que varían en el tiempo) en el

punto de conexión de los clientes activos puede garantizar la integridad de la red y desbloquear una mayor flexibilidad, abordando así los inconvenientes de los límites fijos.

Conceptos fundamentales de límites operativos

El concepto de límites operativos para la potencia activa y en qué se diferencian de los límites fijos de exportación que ya emplean muchas empresas de distribución (en Australia y en todo el mundo) se ilustra en la figura 2. El alimentador de baja tensión (BT) que se muestra en la figura tiene cuatro clientes monofásicos, de los cuales dos son clientes activos, como se indica con ① y ②.

Para cada cliente pasivo (es decir, cliente no administrado por el agregador), las exportaciones/importaciones máximas permitidas de potencia se fijan en todo momento, según los acuerdos de conexión con la empresa de distribución y/o la normativa eléctrica local. Estos límites fijos para las importaciones/exportaciones de potencia se muestran como líneas rojas planas.

Por otro lado, en el caso de cada cliente activo, las exportaciones/importaciones máximas permitidas de potencia son emitidas periódicamente (p. ej., cada 5 minutos) por la empresa de distribución. En general, esto da como resultado las curvas rojas que varían en el tiempo que se muestran en la figura 2, que finalmente definen los límites operativos para el cliente activo correspondiente. Los límites fijos de un cliente pasivo se muestran como líneas grises para ilustrar que el rango permitido bajo los límites operativos puede ser mayor o menor que los límites fijos (ya que depende del margen de tensión disponible y la capacidad térmica a lo largo del día).

Dado que los agregadores utilizarán los límites operativos para determinar la forma más rentable de explotar su cartera de FED, los valores deben estar disponibles con anticipación. Esto también significa que cierta información debe ser pronosticada por la empresa de distribución al calcular los límites operativos del horizonte de interés.

Por último, el límite operativo está definido por dos límites, uno para las importaciones de potencia y otro para las exportaciones de potencia. Con fines ilustrativos, este artículo se centra en las exportaciones de potencia activa, ya que se espera que sea un servicio común proporcionado por los agregadores para ayudar al sistema a balancear la oferta y la demanda. El mismo principio también se aplica a las importaciones de potencia.

Cálculo de los límites operativos

Los límites operativos de los clientes activos en un intervalo de tiempo determinado se calculan evaluando sus exportaciones máximas factibles. Esto se puede lograr de diferentes formas. Por ejemplo, el flujo de potencia óptimo utilizado a nivel de transmisión podría adaptarse a los alimentadores de BT trifásicos para determinar las exportaciones máximas de cada cliente sin dejar de satisfacer las restricciones de red. Otro enfoque, quizás más práctico, es ejecutar una serie de

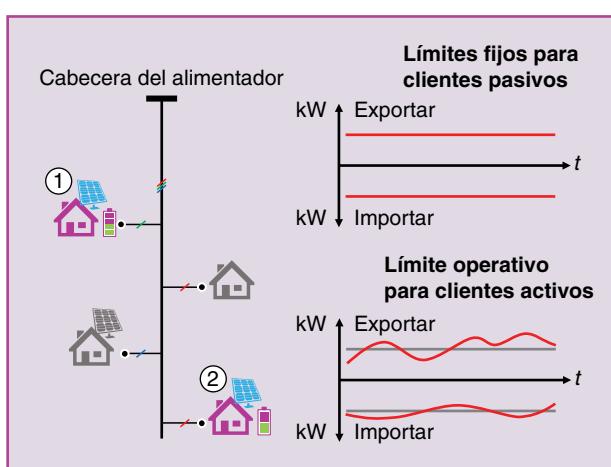


figura 2. Límites operativos y límites de exportación fijos.

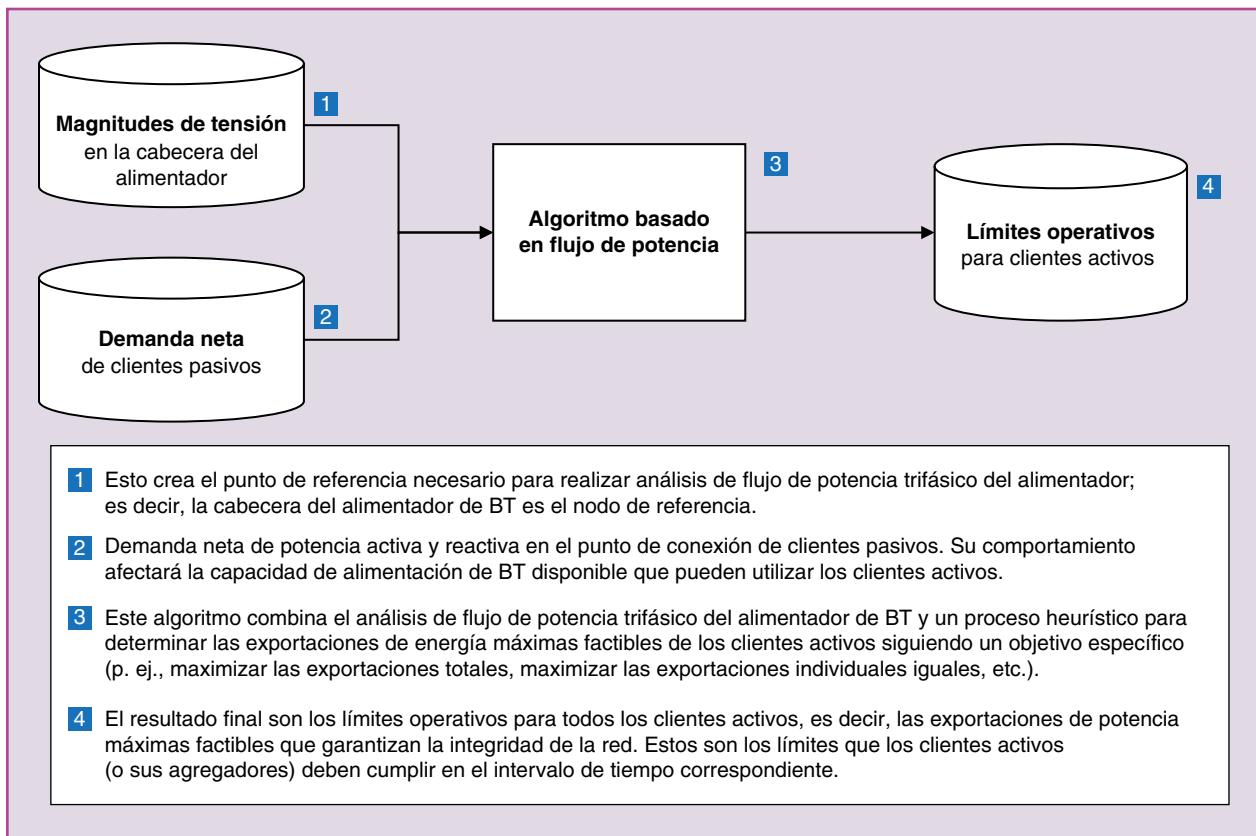


figura 3. El proceso básico para calcular los límites operativos en un intervalo de tiempo determinado.

cálculos de flujo de potencia que exploren diferentes combinaciones de las exportaciones de potencia de los clientes activos.

En cualquier caso, se requiere la demanda neta de los clientes pasivos, así como las magnitudes de tensión trifásica en la cabecera del alimentador (figura 2); estos pueden provenir de mediciones recientes o valores pronosticados. Esto, a su vez, significa que se necesita una infraestructura de medición avanzada (también conocida como medidores inteligentes), monitoreo de la cabecera del alimentador y un modelo trifásico adecuado del circuito para hacer posibles tales cálculos. En la figura 3 se muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso básico para calcular los límites operativos.

Dado que se va a determinar un conjunto de límites operativos para cada uno de los intervalos (p. ej., cada 15 minutos) en el horizonte de interés (p. ej., las próximas 6 h),

el proceso de la figura 3 se repite en cada intervalo utilizando los valores pronosticados correspondientes. Dado que los límites operativos se utilizan en un entorno operativo, su cálculo también debe realizarse de forma rutinaria (p. ej., cada hora) para mantenerse al día con los cambios del estado de la red.

La configuración de la longitud de los intervalos, la longitud del horizonte y la frecuencia con la que se calculan los límites operativos tienen compensaciones asociadas entre precisión y complejidad. Por ejemplo, cuanto más frecuentemente se calculan los límites operativos, más precisos serán los valores pronosticados y, por lo tanto, más precisos se espera que sean los límites operativos. Por otro lado, el cálculo más frecuente de los límites operativos requerirá una recopilación más frecuente de los datos de entrada, lo que puede no ser factible (o rentable) para el control de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) existentes y la infraestructura de medición avanzada de las empresas de distribución.

Debido a la naturaleza radial y no lineal de las redes de distribución, las exportaciones de un cliente activo ubicado al final de un alimentador generalmente tendrán un mayor impacto en la tensión que aquellos más cercanos a la cabecera del alimentador. Esto significa que, dependiendo de los objetivos o principios adoptados en el algoritmo basado en el flujo de potencia (p. ej., encontrar las mayores exportaciones

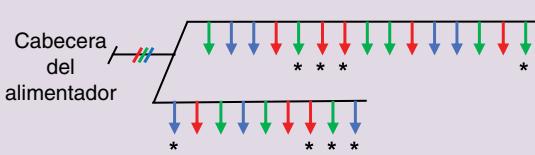


figura 4. Un diagrama unifilar simplificado del alimentador de BT investigado.

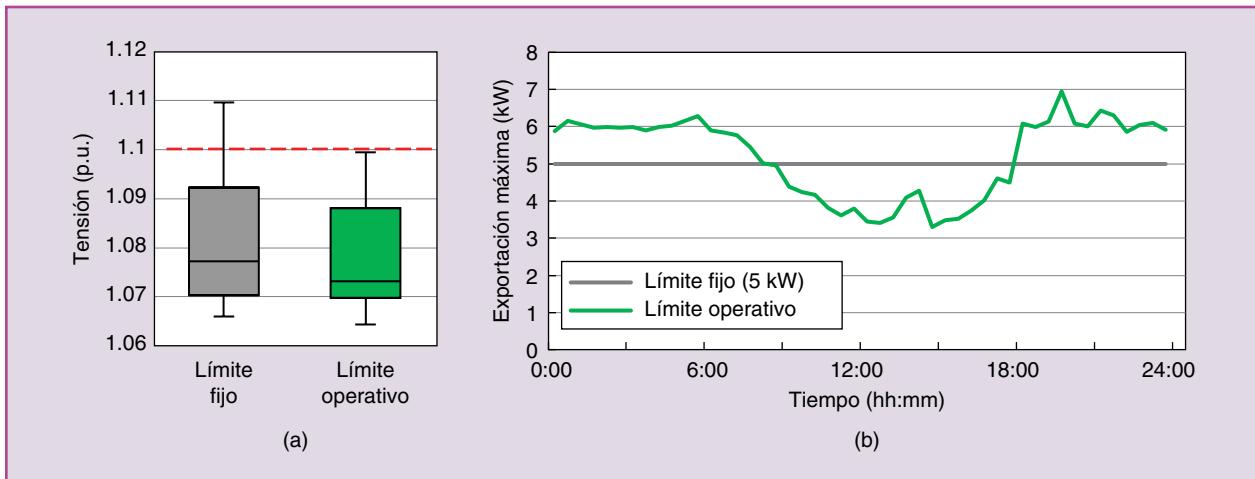


figura 5. Una comparación entre un límite fijo y un límite operativo.

de potencia), los límites operativos pueden ser significativamente diferentes para ciertos clientes activos. Esto afecta su capacidad potencial para participar en los mercados (y recibir ingresos), lo que genera preocupaciones sobre equanimidad y equidad.

No existe una respuesta genérica a “cuál es la mejor función objetiva”, ya que depende de lo que les importa a las partes interesadas. Es extremadamente importante comprender las implicaciones de las diferentes funciones objetivo en los clientes activos y tomar una decisión informada sobre la elección de la función.

Desbloquear la flexibilidad

En esta sección se presenta un caso de estudio para demostrar cómo los límites operativos pueden garantizar la integridad de la red y desbloquear una flexibilidad adicional para los agregadores. En la figura 4 se muestra un diagrama unifilar simplificado del alimentador de BT investigado; se basa en un alimentador real en Victoria, Australia. Para este análisis, la cabecera del alimentador se trata como el nodo de referencia con una tensión de 422 V línea a línea [ó 1.055 por unidad (p.u.)]. Este aumento de tensión por encima del nominal es una práctica común en Australia para adaptarse a las

caídas de tensión durante los períodos de máxima demanda. En este alimentador, hay 24 clientes residenciales monofásicos (flechas de colores) conectados a la red troncal trifásica (líneas negras). Las conexiones de fase se indican mediante trazos de colores (rojo, verde y azul). Se supone que todos los clientes ya tienen instalados sistemas fotovoltaicos; por simplicidad, se considera el mismo tamaño de sistema (pico de 3.5 kW).

Este estudio de caso considerará los efectos en la tensión de los clientes si ocho de los 24 clientes se convierten en clientes activos (es decir, compran un sistema de baterías y se conectan con un agregador de FED). Estos clientes activos se indican con un asterisco (*) en la figura 4. El sistema de batería considerado tiene una capacidad nominal de 7 kW/13.5 kWh, que se basa en las opciones disponibles actualmente en Australia. Los efectos en la tensión de la red debido a las exportaciones de potencia adicionales por parte del agregador (cuando se proporcionan servicios locales y/o a nivel del sistema) se analizan para dos escenarios diferentes:

- 1) adopción del límite fijo existente de 5 kW
- 2) adopción de límites operativos.

La comparación entre estos dos escenarios se ilustra mediante la figura 5: la distribución de la tensión de los clientes al mediodía (durante las horas pico de generación fotovoltaica) se ilustra en la figura 5(a), junto con el límite legal (línea punteada roja); el límite operativo resultante para todo el día se muestra en la figura 5(b). La figura 5(a) muestra que el límite de exportación existente de 5 kW no puede mantener la tensión de los clientes dentro del límite legal, mientras que la integridad de la red se asegura mediante la adopción de límites operativos.

La exportación máxima permitida al mediodía es de 3.5 kW. Las restricciones necesarias para garantizar la integridad de la red durante las horas pico de generación fotovoltaica se ilustran con más detalle en la figura 5(b). Durante las horas solares, el límite operativo está por debajo del límite

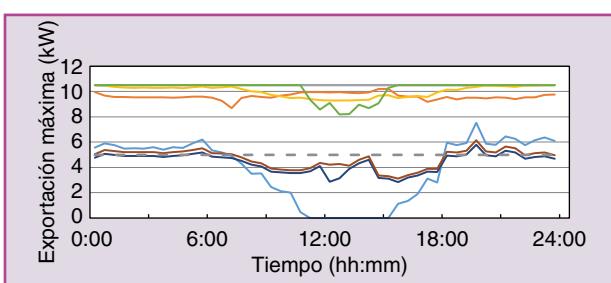


figura 6. Los límites operativos resultantes para lograr la máxima exportación de potencia agregada. Líneas de colores: límites operativos de clientes activos individuales. Línea gris discontinua: límite fijo (5 kW).

de exportación de 5 kW. La figura también muestra que el límite operativo puede desbloquear una mayor flexibilidad fuera de este horario para los clientes activos y su agregador (es decir, el límite operativo está por encima del límite de exportación de 5 kW).

Dado que el ejemplo anterior considera que los límites operativos son los mismos para todos los clientes activos, el objetivo correspondiente incorpora elementos de ecuanimidad. Sin embargo, diferentes objetivos pueden tener diferentes resultados. Por ejemplo, considere un objetivo alternativo: maximizar la suma de las exportaciones de potencia de los clientes activos, sin tener en cuenta la ecuanimidad. Al hacer uso de este objetivo, la figura 6 muestra los límites operativos resultantes. Cuando el objetivo es maximizar la suma de las exportaciones de potencia, puede resultar en una gran disparidad entre los clientes activos.

Un cliente activo ubicado en el extremo más alejado del alimentador no puede exportar energía entre el mediodía y las 3 p.m. No obstante, un análisis muestra que la suma de las exportaciones de potencia es mayor que la obtenida con el objetivo anterior. Por ejemplo, al mediodía, la suma de las exportaciones se acerca a los 56 kW, en comparación con solo 28 kW (3.5 kW por ocho) cuando el objetivo es asignar el mismo límite operativo para todos los clientes activos.

Modelado de flexibilidad y potencia reactiva

Interacción de potencia activa y reactiva en redes de distribución ricas en FED

La potencia reactiva juega un papel clave en la gestión del perfil de tensión de las redes de distribución, que actualmente se gestiona mediante una combinación de dispositivos de compensación de potencia reactiva y transformadores equipados con cambiador de tomas bajo carga. A raíz

del aumento de FED, los problemas de aumento de tensión son la principal causa de preocupación para el DSO. Son los principales impulsores del establecimiento de los límites de exportación estáticos de 5 kW en Australia. Sin embargo, un FED basado en inversor tiene el potencial de inyectar/absorber potencia reactiva y, por lo tanto, permitir que el DSO ajuste dinámicamente el perfil de tensión de la red para facilitar la máxima participación de los agregadores en el mercado. En este sentido y en el contexto de un mercado de energía distribuido, es importante comprender el valor económico potencial de la potencia reactiva, especialmente porque el soporte de potencia reactiva de las FED basadas en inversores podría limitar su participación activa en el mercado eléctrico al tiempo que permite la participación de otras FED.

El modelado de las restricciones de la red en el concepto de límites operativos es esencial para su aplicación a los mercados de energía distribuidos considerando explícitamente la potencia reactiva. El modelado detallado de la red de distribución puede demostrar cómo se puede acceder a la capacidad adicional de la red mediante la gestión y el control adecuados de la potencia reactiva. Un DSO puede expandir su capacidad de potencia reactiva invirtiendo en infraestructura para este tipo de energía (p. ej., bancos de capacitores) o adquiriendo potencia reactiva de agregadores. En ambos casos, la pregunta clave es cómo valorar la potencia reactiva de una red y luego las perspectivas del mercado. Desde el punto de vista de un agregador, la provisión de potencia reactiva podría potencialmente maximizar sus ingresos de mercado, por ejemplo, proporcionando soporte de capacidad de red local. No obstante, esto también podría restringir la participación de la potencia activa de algunas FED en otros mercados de energía y servicios auxiliares. Desarrollar una comprensión de estos problemas es fundamental para informar la toma de decisiones, impulsar la inversión, establecer casos comerciales relevantes y llevar a diferentes actores

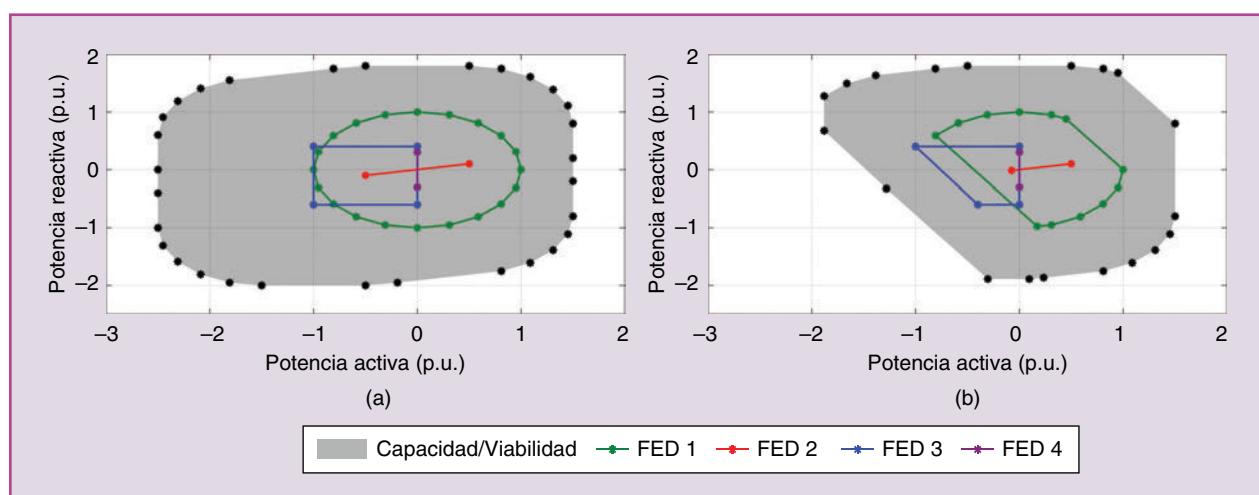


figura 7. (a) Una capacidad del NOE y (b) una viabilidad del NOE de agregación de las FED.

(DSO, agregadores y clientes activos) a la mesa de negociaciones.

El desafío subyacente es determinar metodologías adecuadas para modelar redes de distribución considerando el flujo de potencia de CA y todas las combinaciones posibles de exportación/importación de potencia activa/reactiva de todos las FED, como se discutió anteriormente. A este respecto, un concepto útil para demostrar la idea es el de un *límite operativo nodal (NOE, por sus siglas en inglés)*, que caracteriza los límites de la red agregados como vistos antes de un nodo de referencia dado, en contraste con los límites operativos que especifican límites de importación/exportación en cada punto de conexión FED. Por lo tanto, un NOE

representa el comportamiento agregado (es decir, la inyección/absorción de potencia real/reactiva mínima/máxima) de los recursos aguas abajo en un nodo de referencia que se puede acomodar sin violentar los límites operativos de las FED y la red. Alternativamente, un NOE se puede interpretar como la capacidad de importación/exportación de potencia activa de los recursos aguas abajo en el nodo de referencia, representada como una función de la potencia reactiva.

Regiones de “capacidad” y “viabilidad” agregadas de FED

Para resaltar el impacto de la potencia reactiva en la participación del mercado de FED a través de una representación gráfica de un NOE, considere cuatro FED con diversas características de potencia activa-reactiva (P-Q) [mostradas en una escala p.u. en la figura 7(a)] que se agregarán en un nodo genérico aguas arriba. Aunque cada FED puede operar en cualquier punto dentro de sus características P-Q, su envolvente convexa se puede establecer mediante la selección adecuada de unos pocos puntos límite, como se muestra en los puntos de la figura 7. La flexibilidad agregada de las FED, denominada *capacidad*, también

se presenta en la figura 7(a), que representa un NOE mucho mayor en comparación con la suma de los límites de las FED individuales, lo que demuestra los beneficios de la agregación. Obsérvese que la importación de potencia se toma con un signo positivo y la exportación de potencia con un signo negativo.

Como esta capacidad del NOE no tiene en cuenta las restricciones de la red, esto representa efectivamente la región potencial de potencia activa-reactiva (“capacidad”) de las FED para fines comerciales, como sería idealmente desplegada por uno o más agregadores. El NOE de las FED aguas abajo también se puede derivar matemáticamente a través de un enfoque de cálculo geométrico conocido como suma de Minkowski. El punto de partida es la descripción de un punto de despacho de potencia activa y

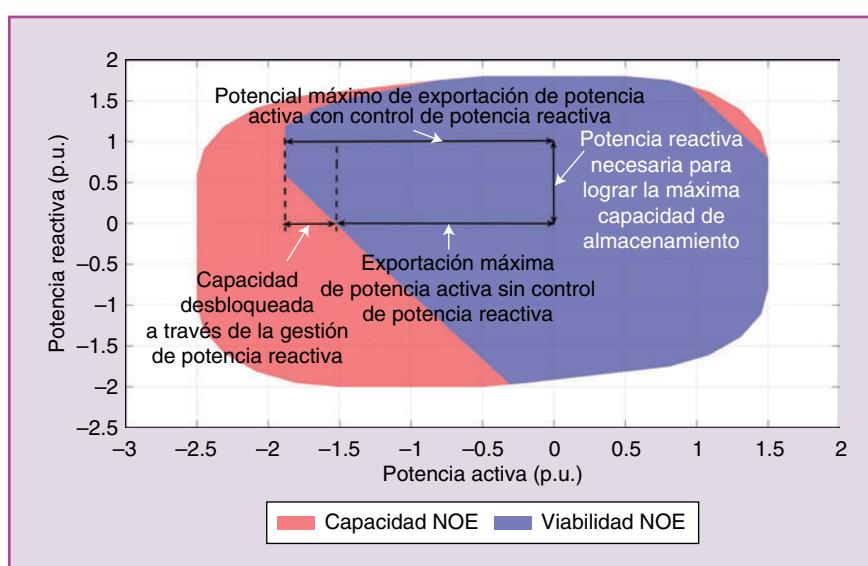


figura 8. Una comparación de los NOE de capacidad y viabilidad que se muestran en la figura 9.

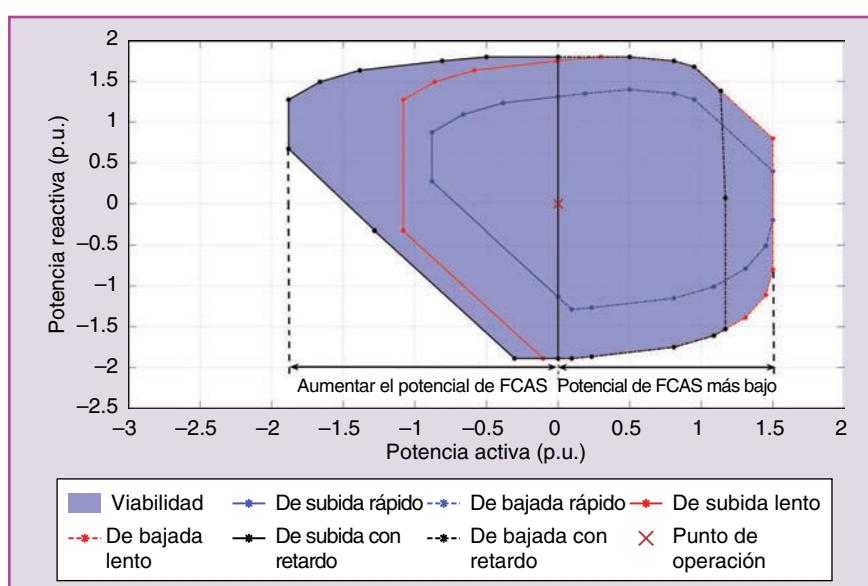


figura 9. Un ejemplo que ilustra los NOE de “flexibilidad” utilizados para describir diferentes FCAS frente al NOE de “viabilidad”.

reactiva para cada FED como un vector de posición en el espacio P-Q. La suma de Minkowski luego realiza adiciones de dichos vectores sobre todas las posibles combinaciones de despacho de las FED considerados en una cartera de agregación determinada. Esto eventualmente da como resultado el límite de “capacidad”.

El potencial de potencia activa-reactiva agregada de las FED agregados sujetos a restricciones de red, indicado aquí como *viabilidad*, es un NOE más pequeño y se ilustra en la figura 7(b), junto con los límites operativos de nivel de FED asignados por el DSO, como se discutió anteriormente. Para tener en cuenta adecuadamente las restricciones de la red y las posibles estrategias de administración de potencia activa y reactiva, la construcción del límite de “viabilidad” requiere un flujo de potencia o estudios de flujos de potencia óptimos.

Una comparación entre los NOE de capacidad y viabilidad (que se muestran en la figura 8) refleja la reducción significativa en el espacio operativo agregado debido a las restricciones de la red, y la región roja indica la región operativa que no es factible debido a violaciones térmicas o de tensión. Sin embargo, las restricciones de tensión se pueden aliviar inyectando/absorbiendo potencia reactiva, como se ilustra en la figura, de modo que la capacidad de la red y, por lo tanto, la provisión de potencia activa aguas arriba se pueda desbloquear mediante la gestión de la potencia reactiva.

Servicios de red y mercado: aspectos temporales de la implementación de la flexibilidad

Aunque un NOE de viabilidad refleja el potencial P-Q de las FED considerando las limitaciones de la red, también carece de la información crucial con respecto a los aspectos temporales de la provisión de flexibilidad, lo que es particularmente relevante para la representación de servicios de red específicos. Por ejemplo, varios mercados, tales como los servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS, por sus siglas en inglés), la respuesta a la demanda y otros, requieren que los participantes respondan dentro de un tiempo predefinido y esperan que entreguen la respuesta durante al menos una duración predefinida del servicio.

Dada la naturaleza diversa de las FED, se deben considerar las restricciones físicas, como las restricciones de velocidad de rampa de las FED más lentas (p. ej., generadores diésel) y las limitaciones de contenido de energía del almacenamiento distribuido (p. ej., baterías residenciales), deben considerarse para establecer el potencial agregado real de FED para participar en un mercado en particular. Se puede definir una nueva clase de NOE de “flexibilidad”, cuyos límites en el espacio P-Q delimitan las posibles regiones de operación para la agregación FED mientras brindan un determinado servicio, sujeto a las restricciones temporales relevantes y partiendo de un punto de operación dado.

Por ejemplo, en el Mercado Eléctrico Nacional de Australia (NEM, por sus siglas en inglés), los FCAS “de subida”

y “de bajada” se utilizan para proporcionar reservas “de subida” y “de bajada”, respectivamente. La figura 9 ilustra un agregado de FED genérico donde los FCAS rápidos, lentos y retardados deben entregarse en 6 s, 60 s y 5 min y los últimos 60 s, 5 min y 10 min, respectivamente, y nuevamente de acuerdo con el mercado FCAS del NEM. El tamaño del NOE aumenta monótonamente con el tiempo de respuesta a medida que se pueden implementar más recursos (iniciado, aumentado y disminuido) para brindar la respuesta requerida. Por lo tanto, a partir de un cierto punto operativo, los NOE de flexibilidad para los servicios de subida más rápidos están contenidos dentro de los límites en el caso de los servicios más lentos, como se muestra en la figura 9.

El rango operativo más pequeño de potencia reactiva para FCAS rápidos (la línea azul en la figura 9) refleja el hecho de que no todas las unidades podrían arrancar dentro del tiempo de respuesta del servicio. Además, el tamaño del NOE disminuye monótonamente con la duración esperada del servicio, ya que los recursos con limitaciones de energía no pueden ofrecer una respuesta durante más tiempo. Por ejemplo, en la figura 9 esto se puede ver en el hecho de que los NOE de los FCAS “de bajada con retardo” son relativamente más pequeños que los NOE de los FCAS “de bajada rápido y lento”.

Del concepto a la realidad: retos y oportunidades

Adopción de límites operativos

Tradicionalmente, las redes de distribución se operan como circuitos pasivos de modo que son necesarias interacciones mínimas desde las salas de control. En consecuencia, para hacer realidad la transición de límites fijos a límites operativos, son muchos los desafíos que se espera que enfrenten las empresas de distribución, desde los datos requeridos por los algoritmos hasta la infraestructura física en la que se integrarán estos conceptos. Esta sección explora algunos de estos desafíos (así como las posibles vías para abordarlos) que es probable que encuentren las empresas de distribución que esperan hacer de los límites operativos una parte integral de la operación habitual.

- ✓ *Modelos de red adecuados:* las bases de datos de las empresas de distribución a menudo contienen datos de modelado incompletos para los análisis de flujo de potencia, en particular sobre alimentadores de BT. Por ejemplo, la información clave, como la conexión de fase de los clientes y las impedancias de los conductores de BT, rara vez se registra por completo. Afortunadamente, gracias al creciente despliegue de medidores inteligentes en todo el mundo, así como a la investigación en curso sobre técnicas basadas en datos, la reconstrucción de estos datos faltantes se está volviendo cada vez más posible.
- ✓ *Previsión de clientes pasivos a la cabecera de un alimentador:* la demanda neta de los clientes pasivos

afectará la capacidad disponible en el alimentador de BT correspondiente. De manera similar, dado que la tensión de la cabecera del alimentador establece un punto de referencia para todo el alimentador de BT, también jugará un papel importante en la determinación de la capacidad disponible. Por lo tanto, la precisión de estos pronósticos afectará directamente la validez de los límites operativos calculados.

- ✓ *Consideraciones de la potencia reactiva:* sin lugar a dudas, la potencia reactiva de las FED modernas basadas en inversores es una valiosa fuente de flexibilidad para proporcionar servicios a nivel de sistema. Sin embargo, se espera que la incorporación de potencia reactiva en el algoritmo de límites operativos aumente significativamente la complejidad. Esto se debe en gran parte a la naturaleza combinatoria al considerar tanto la potencia activa como la reactiva como fuentes de flexibilidad para el agregador. Por ejemplo, durante períodos de problemas de aumento de tensión, absorber potencia reactiva (importar vars) puede ayudar con los problemas de tensión, mientras que injectar potencia reactiva (exportar vars) hará exactamente lo contrario. Por lo tanto, esto introduce una compensación inherente entre permitir más flexibilidad a los agregadores y la complejidad del modelado detrás del algoritmo de límites operativos para la empresa de distribución.
- ✓ *Velocidad y escalabilidad:* para garantizar que los límites operativos se puedan utilizar en un entorno operativo en la sala de control, el algoritmo subyacente debe ser lo suficientemente rápido y capaz de manejar redes de distribución a gran escala, es decir, miles de alimentadores de BT a la vez. En consecuencia, garantizar la escalabilidad del algoritmo de cálculo del límite operativo es uno de los criterios clave para permitir su adopción exitosa por parte de la industria.
- ✓ *Supervisión de la infraestructura en la cabecera de un alimentador:* como se discutió anteriormente, las mediciones de la cabecera del alimentador son esenciales para el algoritmo que calcula los límites operativos. No obstante, la disponibilidad de esta medida depende de la infraestructura disponible para las empresas de distribución. Por lo tanto, esto puede implicar la instalación de infraestructura de monitoreo adicional por parte de las empresas de distribución.
- ✓ *Operacionalización de medidas SCADA:* la implementación en el mundo real requiere datos operativos de la red (es decir, las entradas, como se mostró anteriormente). Tal como se ha señalado, dependiendo de la frecuencia de actualización de los límites operativos, esto puede tener diferentes implicaciones en la frecuencia con la que se recopilan las medidas SCADA de las redes. Por ejemplo, en Australia, los datos de los medidores inteligentes se suelen recopilar en la sala de control dos veces al día. Esto significa que pueden ser

necesarias actualizaciones adicionales a la infraestructura de comunicación si se requiere una frecuencia de datos más alta. No obstante, la implementación de una recopilación de datos más frecuente brinda una oportunidad única que permite a la empresa de distribución explotar otras formas de utilizar estos datos.

- ✓ *Facilidad de implementación:* un factor clave para acelerar la adopción de soluciones avanzadas por parte de la industria es su facilidad de implementación. Por ejemplo, si bien existe software especializado de terceros que calcula el flujo de potencia, su uso requiere el desarrollo de interfaces adicionales para los sistemas existentes en las salas de control. Alternativamente, un enfoque potencialmente más aplicable es a través de algoritmos basados en reglas que usan ecuaciones que pueden implementarse en cualquier lenguaje de programación/automatización que ya esté disponible en la sala de control. Esto elimina la necesidad de desarrollar interfaces adicionales para software de terceros, reduciendo así los riesgos de integración.
- ✓ *Disponibilidad de productos comerciales:* el mercado de productos actual es relativamente inmaduro en términos de las ofertas de plataformas comerciales para integrar límites operativos en la sala de control. Por ejemplo, los requerimientos de datos, los estándares de comunicación e interoperabilidad para este entorno más activo aún no están bien definidos. Deben acordarse y desarrollarse aún más en consulta con la industria en general a fin de garantizar la repetibilidad. Las soluciones de los proveedores a menudo se enfocan en administrar FED a gran escala, generalmente dentro de alimentadores a tensiones más altas ($>1\text{ kV}$), y se estructuran en torno a un enfoque de “comando y control”. Sin embargo, esto no es adecuado para el concepto de límites operativos ya que los desafíos de integración se encuentran dentro de los alimentadores de BT y las FED de los clientes activos no están siendo controladas directamente por la empresa de distribución. En cambio, un modo de operación más prometedor es un enfoque de “publicación y suscripción”, de manera que los agregadores cumplan con los límites operativos emitidos por la empresa de distribución. Por lo tanto, esto puede implicar el desarrollo de soluciones a medida por parte de las empresas de distribución en las pruebas iniciales. Sin duda, las experiencias de implementación ayudarán a informar y perfeccionar los requerimientos técnicos de dichos productos por parte de los proveedores.
- ✓ *Liquidez:* la operación diaria de un mercado a nivel de distribución requiere suficiente “liquidez”, que, a su vez, depende de la voluntad de las FED para participar en dichos mercados. Por lo tanto, además de los avances tecnológicos, el compromiso adecuado con los clientes y la comunidad en general también es clave para que esto sea una realidad.

Hoja de datos del proyecto EDGE

Se presentan los detalles clave del proyecto EDGE. Todos los valores en dólares se informan adoptando la tasa de conversión de AU\$ 1→US\$ 0.77.

- Costo total: US\$ 21.6 millones.
- Duración del proyecto: tres años.
- Sitio web del proyecto: www.arena.gov.au/projects/victorian-distributed-energy-resources-marketplace-trial/.
- Clientes involucrados: desde ~ 50 (etapa inicial) a ~ 1,000 (etapa final).
- Tipos de clientes: residencial, comercial e industrial.
- Infraestructura
 - plataforma de análisis de redes de distribución
 - servicios ascendentes y plataforma de mercado
 - plataforma de agregación de fuentes de energía distribuida (FED)
 - central de comunicación e intercambio de datos.
- Servicios explorados
 - alivio de la demanda máxima
 - aplazamiento del gasto de capital del alimentador
 - gestión de la calidad del suministro
 - reducción del impacto en el cliente de las interrupciones planificadas
 - mejora de la automatización del alimentador durante cortes no planificados.
- Socios y participantes clave
 - líder: Australian Energy Market Operator
 - industria: AusNet Services, Mondo Power
 - academia: Universidad de Melbourne, Universidad Deakin
 - administración: Nous Group.
- Áreas de estudio: ingeniería, economía y ciencias sociales.

Gestión de potencia reactiva para respaldar la red y los servicios de mercado

La viabilidad NOE señala todos los límites de servicio de red posibles. Al representar los límites de importación/exportación de potencia activa en función de la potencia reactiva, calculados a partir de los límites operativos de las FED individuales, la viabilidad NOE se puede utilizar para cuantificar la capacidad de red adicional que se puede liberar mediante el control de la potencia reactiva de las FED. El uso de DSO de dispositivos de compensación de potencia reactiva, cambiadores de tomas bajo carga y otras herramientas también puede acceder a (más) capacidad de red. Actualmente, el perfil de tensión de la red a través del control de potencia reactiva no es gestionado activamente por el DSO, y hay muchas cuestiones sin resolver, desde la adquisición y el despacho de potencia reactiva hasta la com-

prensión de los incentivos y conflictos del DSO. Algunos de estos desafíos se describen a continuación:

- ✓ *Modelo de negocios:* el principal desafío radica en establecer un modelo de negocio relevante para la adquisición de potencia reactiva de las FED. Por ejemplo, se debe decidir si se debe establecer un mercado de potencia reactiva a nivel de distribución o si el soporte de potencia reactiva se contrata mediante acuerdos periódicos (por ejemplo, cada tres meses). La opción de mercado podría brindar más flexibilidad a los agregadores, ya que pueden cambiar su soporte de potencia reactiva para cada intervalo de autorización del mercado, mientras que los acuerdos contractuales brindarían más certeza al DSO en la gestión de las restricciones de la red.
- ✓ *Despacho de potencia reactiva:* un desafío del DSO es decidir qué recursos deben utilizarse para el despacho de potencia reactiva. Esto es importante, por ejemplo, en el caso de múltiples agregadores, donde el potencial de participación en el mercado de uno podría mejorarse mediante la inyección de potencia reactiva o la absorción de otro y podría resultar en alguna forma de efecto de “aprovechamiento gratuito”. Por otro lado, un agregador también podría verse penalizado por el control de potencia reactiva realizado por otro agregador. Por lo tanto, el DSO debe garantizar una asignación justa de costos y beneficios entre los diferentes actores del mercado, de manera que paguen por los beneficios adicionales que reciban y sean compensados por la oportunidad perdida en que incurran, según corresponda.
- ✓ *Incentivos al DSO:* es necesario que existan incentivos para que el DSO administre la red a fin de garantizar la máxima participación de mercado de los agregadores, especialmente dada la mayor complejidad de incluir la potencia reactiva en el cálculo del límite operativo.
- ✓ *Conflictos de intereses de DSO:* el control de DSO sobre el despacho de potencia reactiva puede crear conflictos potenciales; por ejemplo, el DSO podría priorizar el despacho de potencia reactiva para minimizar las pérdidas de red en lugar de aumentar la participación en el mercado de agregadores. Esto resalta la importancia de la transparencia y la necesidad de desarrollar procedimientos para que el DSO identifique y gestione sus posibles conflictos de interés.

Ensayos a futuro

Se espera que la adopción de límites operativos, junto con el establecimiento de un mercado de distribución, haga posible que los propietarios de FED y los agregadores sigan participando en los mercados mayoristas y los servicios de red sin que las empresas de distribución se preocupen por los postes y los cables. Esto, a su vez, podría potencialmente conducir a menores costos de electricidad, gracias a una flexibilidad

más barata y menos inversiones/aumento en el lado de la distribución. Pero para que estos conceptos y sus posibles beneficios se conviertan en realidad, necesitamos ensayos que reúnan el espectro completo de partes interesadas clave: desde los propietarios de FED hasta el agregador, la empresa de distribución y, finalmente, el operador del sistema. Esto es crucial cuando se busca comprender la complejidad, las interacciones y los desafíos futuros que las empresas de distribución en Australia y en todo el mundo enfrentarán en el futuro con el objetivo de gestionar la adopción generalizada de las FED y aprovechar al máximo la infraestructura eléctrica existente.

Un ejemplo notable es el proyecto Energy Demand and Generation Exchange (EDGE) en Australia. El proyecto EDGE (iniciado en 2020) fue financiado durante tres años por la Agencia Australiana de Energía Renovable y tiene como participantes clave el Australian Energy Market Operator (operador del sistema), AusNet Services (empresa de distribución), Mondo (agregador de FED) y la Universidad de Melbourne (investigación y desarrollo). La “Hoja de datos del proyecto EDGE” presenta los aspectos clave del proyecto.

Dentro del proyecto EDGE, la tarea principal consiste en la investigación y el desarrollo de una solución práctica de extremo a extremo que permita a las empresas de distribución, agregadores y operadores de redes (de transmisión) probar los límites operativos. El proyecto también tiene como objetivo demostrar y evaluar el papel de la potencia reactiva en el desbloqueo de la capacidad de la red de distribución para la participación en el mercado (potencia activa) y la provisión de diferentes servicios de red. A lo largo de la vida del proyecto, se establecerán varios demostradores del mundo real en la región de Hume de Victoria (el único estado en Australia con despliegue completo de medidores inteligentes) a fin de evaluar cómo se pueden usar los límites operativos para desbloquear los servicios conocidos de flexibilidad para la red, provenientes de FED. Se espera que el conocimiento adquirido a través de EDGE y proyectos similares informe a la comunidad en general sobre cómo operar adecuadamente dichos mercados, donde los servicios se originan en los límites de la red.

Lecturas complementarias

Agencia Australiana de Energía Renovable (ARENA), “Dynamic operating envelopes workstream” (Flujo de trabajo de los límites operativos dinámicos). Canberra, Australia. Consultado en mayo de 2021. [En línea]. Disponible: <https://arena.gov.au/knowledge-innovation/distributed-energy-integration-program/dynamic-operating-envelopes-workstream/>

L.F. Ochoa, “DER and network integrity: Meter-level operating envelopes” (DER e integridad de la red: límites operativos a nivel de medidor), IEEE Smart Grid Webinar, dic. de 2020. [En línea]. Disponible: <https://resourcecenter.smartgrid.ieee.org/education/webinar-videos/SGWEB0144.html>

K. Petrou, M.Z. Liu, A.T. Procopiou, L.F. Ochoa, J. Theunissen y J. Harding, “Operating envelopes for prosumers in

LV networks: A weighted proportional fairness approach” (Límites operativos para prosumidores en redes de BT: un enfoque de ecuanimidad proporcional ponderada), in *Proc. IEEE/PES Innovative Smart Grid Technol. (ISGT Europa 2020)*, 26–28 de oct. de 2020, pág. 579–583.

K. Petrou, A.T. Procopiou, L. Gutierrez-Lagos, M. Z. Liu, L. F. Ochoa, T. Langstaff y J. Theunissen, “Ensuring distribution network integrity using dynamic operating limits for prosumers” (Garantizar la integridad de la red de distribución utilizando límites operativos dinámicos para prosumidores), *IEEE Trans. Smart Grid.*, pendiente de publicación.

H. Wang, S. Riaz y P. Mancarella, “Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization” (Modelado tecnoeconómico integrado, análisis de flexibilidad y evaluación de casos de negocio de una central eléctrica virtual urbana con co-optimización multimercado), *Appl. Energy*, vol. 259, pág. 114142, feb. de 2020. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114142.

G. Chicco, S. Riaz, A. Mazza y P. Mancarella, “Flexibility from distributed multi-energy systems” (Flexibilidad de los sistemas multienergéticos distribuidos), *Proc. IEEE*, vol. 108, n.º 9, págs. 1496–1517, 2020. doi: 10.1109/JPROC.2020.2986378.

P. D. Martini, “Operational coordination architecture: New models and approaches” (Arquitectura de coordinación operativa: nuevos modelos y enfoques), *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, n.º 5, págs. 29–39, 2019.

G. Strbac et al., “Cost-effective decarbonization in a decentralized market: The benefits of using flexible technologies and resources” (Descarbonización rentable en un mercado descentralizado: los beneficios de utilizar tecnologías y recursos flexibles), *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, n.º 2, págs. 25–36, 2019. doi: 10.1109/MPE.2018.2885390.

Biografías

Michael Z. Liu pertenece a la Universidad de Melbourne, Melbourne, 3010, Australia.

Luis (Nando) Ochoa pertenece a la Universidad de Melbourne, Melbourne, 3010, Australia, y a la Universidad de Manchester, Manchester, M13 9PL, Reino Unido.

Shariq Riaz pertenece a la Universidad de Melbourne, Melbourne, 3010, Australia.

Pierluigi Mancarella pertenece a la Universidad de Melbourne, Melbourne, 3010, Australia, y a la Universidad de Manchester, Manchester, M13 9PL, Reino Unido.

Tian Ting pertenece a AusNet Services, Melbourne, 3006, Australia.

Jack San pertenece a AusNet Services, Melbourne, 3006, Australia.

John Theunissen pertenece a AusNet Services, Melbourne, 3006, Australia.



Agregando almacenamiento de la energía distribuida

Servicios de flexibilidad de China basados en la nube



©SHUTTERSTOCK.COM/THODONAL88

**Por Ning Zhang,
Haiyang Jiang,
Yaowang Li, Pei Yong,
Mingxuan Li, Huan Zhu,
Song Ci y
Chongqing Kang**

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3072820
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

A A FIN DE CUMPLIR CON LOS NUEVOS OBJETIVOS de reducción de emisiones de carbono y de neutralidad del carbono, se espera que la capacidad de las fuentes variables de energía renovable en China se duplique en los próximos cinco años. La alta penetración de la energía renovable conlleva importantes desafíos para la flexibilidad del sistema eléctrico, y los requerimientos de las fuentes flexibles se vuelven cada vez más cruciales. El almacenamiento de la energía, como solución efectiva y adaptable, puede resultar muy costosa aún para el aplanamiento de picos de demanda y la integración de la energía renovable. Se ha propuesto un nuevo tipo de modelo de negocios que utiliza plataformas basadas en la nube con el propósito de agregar las fuentes

de almacenamiento de energía distribuido para brindar servicios de flexibilidad a los sistemas eléctricos y a los consumidores. En estas plataformas basadas en la nube, las fuentes de almacenamiento se pueden usar de manera más estratégica para que el costo unitario de brindar el servicio se pueda reducir. En la implementación real del almacenamiento de energía basado en la nube, las fuentes distribuidas también se han expandido de las baterías hacia una variedad de soluciones, como las cargas variables y el almacenamiento de calor.

En este artículo, presentamos un marco que tiene el propósito de agregar el almacenamiento de energía distribuido, que incluye las plataformas tecnológicas y los modelos de negocios relevantes. En el artículo también se analizan cuatro tipos de enfoques de coordinación de almacenamiento de energía basados en la nube que fueron desarrollados, se han implementado o pueden potencialmente implementarse en China. También se tratan los factores clave que permiten la transición de la investigación a los negocios.

El concepto de almacenamiento de energía basado en la nube

Marco conceptual

Los sistemas de energía eléctrica necesitan operar en un balance de oferta y demanda ya que la electricidad no puede

almacenarse de manera económica a escala de red. Las instalaciones de generación hidroeléctrica por bombeo pueden almacenar grandes cantidades de electricidad, pero son altamente dependientes del sitio y pueden ser tan costosas que no se pueden considerar para un recurso ya disponible. En China, el acelerado crecimiento de la energía renovable variable hace más urgente la necesidad de almacenamiento de energía. El almacenamiento de electricidad a escala de red fue identificado por *MIT Technology Review* como uno de los 10 problemas tecnológicos más difíciles del mundo. También se lo considera una solución fundamental para el sistema eléctrico de China, que se caracteriza por la alta penetración de energías renovables. En los últimos dos años, China ha lanzado varios proyectos de demostración para que el almacenamiento de energía a escala de red pueda hacer frente a la creciente capacidad de las energías renovables.

Este almacenamiento se consideraba un activo de capital de transmisión a fin de que su costo se contemplase como una inversión en transmisión y se internalice en el uso de los cargos de red. No obstante, el gobierno chino detuvo esta asignación de costos en 2019 con el propósito de evitar el riesgo de un aumento significativo en las cargas de transmisión. Como resultado, solo las empresas generadoras, los consumidores y los terceros pueden invertir en el almacenamiento a escala de red. Si bien el costo disminuye cada año, sigue siendo costoso que un usuario único instale un almacenamiento para

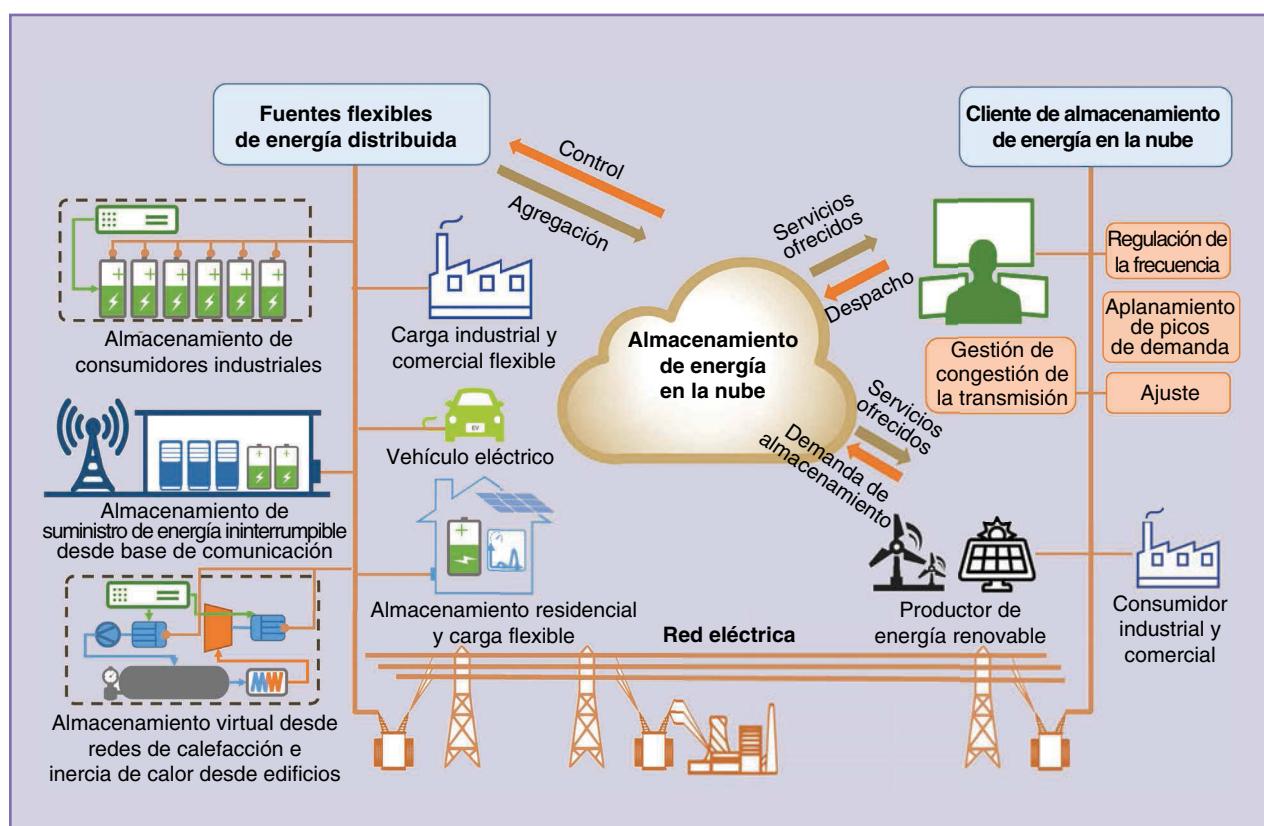


figura 1. El marco conceptual del almacenamiento de energía de la nube.

La alta penetración de la energía renovable conlleva importantes desafíos para la flexibilidad del sistema eléctrico, y los requerimientos de las fuentes flexibles se vuelven cada vez más cruciales.

su uso propio; p. ej., suavizar su pico de carga y dar cabida a la electricidad renovable que ha sido reducida. Entonces, se propuso el concepto de agregación basada en la nube a fin de compartir los fuentes de almacenamiento de energía distribuido entre varios usuarios y así aumentar su eficiencia en función de los costos. El almacenamiento de energía basado en la nube incluye un grupo compartido de fuentes de almacenamiento de energía distribuido que brindan acceso activo a la demanda a servicios de almacenamiento para sistemas eléctricos y consumidores. Kang propuso este concepto en 2015; la estrategia comenzó a implementarse en China en 2019 y se ha extendido junto con el rápido desarrollo del “Internet de la energía”. El marco conceptual se muestra en más detalle en la figura 1.

Las fuentes de flexibilidad para crear almacenamiento de energía basado en la nube no solo provienen de las instalaciones de almacenamiento distribuido de los generadores y consumidores, sino de un suministro eléctrico ininterrumpido facilitado por centros de datos, estaciones base de comunicación e incluso almacenamiento virtual de otros sectores energéticos. El cliente del almacenamiento de energía basado en la nube (es decir, la parte interesada que lo utiliza) puede ser el operador, generador o la carga de un sistema eléctrico. El almacenamiento de energía basado en la nube puede suministrar a sistemas eléctricos como proveedor de servicios técnicos auxiliares. También puede proporcionar a los clientes funcionalidades como compensación por errores de pronóstico de la energía renovable y aplazamiento de picos de demanda para grandes consumidores industriales o comerciales. El almacenamiento basado en la nube puede agregar la capacidad disponible de las fuentes distribuidas a fin de suministrar la demanda de servicios variados en diferentes escalas de tiempo, p. ej. de la regulación de la frecuencia, en una escala de tiempo en segundos, a la regulación de picos de demanda, en una escala de tiempo en horas. Por último, el

almacenamiento de energía basado en la nube se beneficia de las sinergias de los diferentes recursos flexibles similares al almacenamiento, mientras que las fuentes distribuidas ganan mediante la utilización más eficiente con el objetivo de recuperar sus costos de inversión.

Marco tecnológico

Si bien cada proyecto de almacenamiento de energía basado en la nube puede tener diferentes estructuras, los marcos tecnológicos tienen similitudes. El marco tecnológico general se ilustra en la figura 2. Su funcionamiento se rige por un sistema de control coordinado en la nube y en la frontera. Si brinda servicios a una red eléctrica, debería estar conectado al centro de despacho del sistema eléctrico mediante redes de comunicación ciberótica dedicadas. De otra manera, se puede operar desde un centro de despacho distinto. El operador del sistema eléctrico despacha el almacenamiento de energía basado en la nube de la misma manera que una instalación de almacenamiento a escala de red. La plataforma de despacho recibe solicitudes de carga y descarga de almacenamiento de

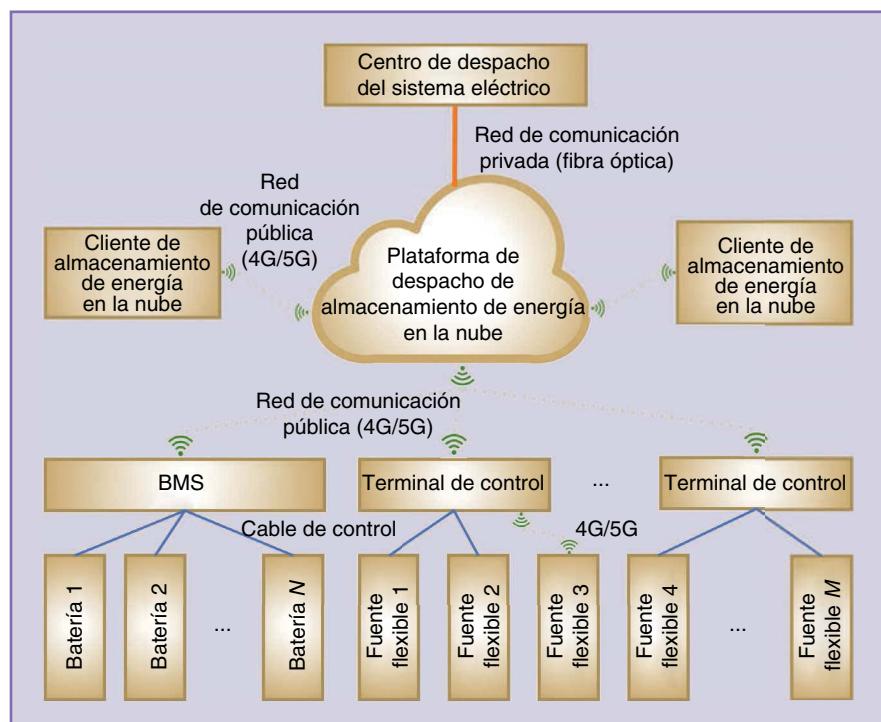


figura 2. La estructura del almacenamiento de energía en la nube. BMS: battery management system (sistema de gestión de baterías).

El almacenamiento de electricidad a escala de red fue identificado por *MIT Technology Review* como uno de los 10 problemas tecnológicos más difíciles del mundo.

energía de los operadores y clientes del sistema eléctrico y optimiza las fuentes de almacenamiento distribuido con el objetivo de suministrar la demanda. Los clientes pueden comunicarse con la plataforma de despacho por cable y o sistemas inalámbricos 4G/5G.

La parte de la “frontera” del almacenamiento de energía basado en la nube es la caja terminal que monitorea y controla las fuentes de almacenamiento distribuido. Una caja terminal puede conectar a varias instalaciones de almacenamiento distribuido. La frontera está a cargo de la

tabla 1. Estudios sobre el almacenamiento de energía basado en la nube en China.

Estudio	Fuentes generales de almacenamiento	Gestor	Consumidor	Madurez
Agregación de sistemas de almacenamiento distribuido	Sistemas de almacenamiento por baterías	Empresa de red	Aplanamiento de picos de demanda, regulación de la frecuencia y control de emergencias	Proyecto de demostración en funcionamiento
Almacenamiento distribuido de una estación base de comunicación móvil	Suministro eléctrico ininterrumpible de centros de datos y estaciones base de comunicación	Empresa de red	Aplanamiento de picos de demanda	Proyecto de demostración en construcción
Almacenamiento distribuido virtual de la respuesta a la demanda de la carga industrial	Cargas industriales flexibles	Empresa de terceros	Aplanamiento de picos de demanda y control de emergencias	Funcionamiento comercial
Almacenamiento distribuido de una red de calefacción	Almacenamiento térmico en redes de calefacción	Empresa de calefacción y empresa de terceros	Nivelación de máximos	Investigación y experimentación

tabla 2. Estaciones distribuidas de almacenamiento agregadas por Jiangsu Power Grid.

Nombre	Capacidad	Ubicación	Inversor
Wufeng Mountain	24 MW/48 MWh	Espacio de reserva fuera de la subestación Wufeng Mountain	XJ Group
SanYue	10 MW/20 MWh	Subestación 35-kV SanYue desmantelada	
North Mountain	16 MW/32 MWh	Espacio de reserva en un parque industrial cercano	Shandong Electric Group
ChangWang	8 MW/16 MWh	Subestación 35-kV ChangWang desmantelada	
XinBa	10 MW/20 MWh	Espacio de reserva en la subestación 110-kV XinBa	
DaGang	16 MW/32 MWh	Espacio de reserva en la subestación 110-kV DaGang	State Grid Jiangsu Integrated Energy Service
JianShan	5 MW/10 MWh	Espacio de reserva en la subestación 110-kV JianShan	
DanYang	12 MW/24 MWh	Espacio de reserva en la subestación 220-kV DanYang	
Total	101 MW/202 MWh		

El almacenamiento de energía basado en la nube incluye un grupo compartido de fuentes de almacenamiento de energía distribuido que brindan acceso a demanda a servicios de almacenamiento.

comunicación con la plataforma de despacho y controla las fuentes de almacenamiento distribuido. Puede tener cierta capacidad informática que pueda gestionar y agregar estratégicamente las fuentes distribuidas que recolecta. La comunicación entre la plataforma de despacho y su terminal de control se da usualmente mediante redes inalámbricas 4G/5G, en lugar de darse con fibra óptica dedicada, para que pueda reducirse el costo de la construcción del sistema.

Modelo de negocios

Varios modelos de negocios se han propuesto e implementado con el propósito agregar fuentes de almacenamiento distribuido al almacenamiento de energía basado en la nube. Las principales partes interesadas incluyen operadores de la nube, propietarios de almacenamiento y clientes de almacenamiento, junto con operadores de sistemas eléctricos y pequeños clientes, como productores de energía renovable y consumidores de electricidad industrial o comercial. Una instalación de almacenamiento distribuido usualmente recibe inversiones de empresas generadoras, consumidores de energía (p. ej. fábricas) e incluso terceros. El propietario de una instalación de almacenamiento alquila capacidad de almacenamiento disponible a un operador basado en la nube mediante renta fija y pagos a demanda. El papel de un operador normalmente lo cumple un tercero, que puede ser establecido específicamente con ese fin. El operador del sistema también podría invertir directamente en la creación de un operador de almacenamiento de energía en la nube.

Estudios de almacenamiento de energía en la nube

En este artículo, consideramos cuatro tipos de esquemas de almacenamiento de energía basados en la nube que surgen en China. Utilizan diferentes fuentes de almacenamiento con el objetivo de brindar varios servicios flexibles bajo numerosos modelos de negocio. Estos se resumen en la tabla 1.

Agregación de sistemas de almacenamiento distribuido

El sistema eléctrico de Jiangsu es una de las redes más grandes de China. La necesidad de fuentes de almacenamiento va en aumento debido al acelerado desarrollo de proyectos de energía renovable y varias interconexiones regionales de CC de ultra alta tensión que tienen capacidad de 6,000–8,000 MW cada uno. Se construyó en 2018 una plataforma de agregación basada en la nube para estaciones de almacenamiento distribuido buscando dar apoyo al sistema Jiangsu. Actual-

mente, el proyecto ha integrado ocho estaciones de baterías distribuidas, como se lista en la tabla 2. Todas las estaciones usan baterías de iones de litio con una profundidad de descarga igual al 80 %. El propósito de la agregación del almacenamiento es la flexibilidad de los servicios de la red. Se construyó una plataforma de despacho en el centro de operaciones del sistema eléctrico de Jiangsu. Está directamente vinculado con el centro de despacho de Jiangsu y se despacha como una instalación de almacenamiento integrada. Recibe señales del centro de despacho de la red eléctrica y coordina las estaciones de almacenamiento distribuido para cumplir las señales de despacho. La plataforma de despacho se comunica con los sistemas de gestión de baterías (BMS, por sus siglas en inglés) de cada estación de almacenamiento mediante fibra óptica.

El control de cada estación de almacenamiento se basa en dos funciones fundamentales: la agregación y el despacho. La plataforma de despacho tiene acceso a la información del estado de la batería, incluida la potencia de carga/descarga, la duración máxima de carga/descarga, el estado de carga y los límites. La plataforma sintetiza los parámetros agregados de todas las estaciones de almacenamiento, es decir, el total de la potencia de carga/descarga y la duración máxima de carga/descarga. Con base en los parámetros sintetizados, la plataforma de despacho formula un modelo de agregación del almacenamiento distribuido y actualiza la información relevante. El modelo proporciona la información del límite para el centro de despacho del

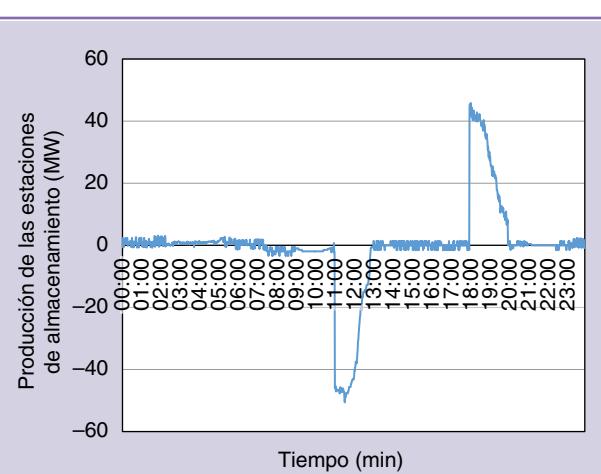


figura 3. Funcionamiento con estaciones controlables de almacenamiento.

sistema eléctrico a fin de que el almacenamiento distribuido pueda despacharse como un elemento.

Cuando la plataforma de despacho del almacenamiento de energía basado en la nube recibe señales del centro de despacho del sistema eléctrico, el despacho del sistema de almacenamiento distribuido puede seguir dos etapas de control: cambio de estado y ajuste de potencia. En la etapa de “cambio de estado”, la señal de despacho se satisface en primer lugar al cambiar el estado de operación del almacenamiento, p. ej. de carga a descarga cuando la señal es aumentar la producción de energía. Si el cambio de estado no cumple la señal de despacho, el despacho comienza el procedimiento de ajuste de potencia. En la etapa de “ajuste de potencia”, la potencia de despacho restante se asigna a cada sistema de almacenamiento controlable, cuya producción se basa en el estado de la carga. Entre todas las estaciones de almacenamiento controlables, una con un estado de carga más alto se despachará para descargar más de una que tiene un estado de carga relativamente más bajo y la potencia de descarga es proporcional al estado de carga. Mediante el uso de una estrategia de despacho de energía en dos etapas, la carga y descarga de múltiples fuentes de almacenamiento se puede balancear.

Los servicios de flexibilidad de la red que proporciona el almacenamiento agregado al sistema incluyen lo siguiente:

1) *Desplazamiento de la carga máxima*: durante la estación de máxima demanda en el verano, el proyecto principalmente contribuye al desplazamiento de la carga máxima con base en una estrategia de despacho de energía con un día de antelación. La estación de

batería usualmente se carga/descarga una o dos veces al día, como se demuestra en la figura 3. De mediados de julio a septiembre de 2018, el proyecto tenía 157 actividades de carga y 149 actividades de descarga. La potencia máxima de carga/descarga alcanza 94.59 y 99.38 MW, respectivamente.

- 2) *Regulación de la frecuencia*: desde octubre de 2018, además del desplazamiento de la carga, las estaciones de almacenamiento también participan en la regulación de la frecuencia en tiempo real con base en el control de la generación automática. El proyecto participa en el control de la frecuencia regional de la red de Jiangsu. La tasa de cambio de la potencia de la estación de almacenamiento es 200 más alta que aquella de las unidades de carbón, demostrando así los beneficios rápidos de regulación del almacenamiento agregado. En funcionamiento real, el error del seguimiento de la señal del control de la generación automática es del 1 %.
- 3) *Control de frecuencia de contingencia*: el proyecto también sirve como fuente de frecuencia de respuesta alta luego de una contingencia, es decir, una falla grande de generador o una perturbación de la línea de CC de ultra alta tensión. Usualmente toma menos de 100 ms para que la estación de almacenamiento cambie de modo de carga/descarga a descarga/carga. Las medidas reales muestran que las estaciones de almacenamiento agregado que participan en el control de la frecuencia de contingencia responden en menos de 350 ms, incluido el tiempo de cómputo y comunicación. De esta manera, el almacenamiento agregado

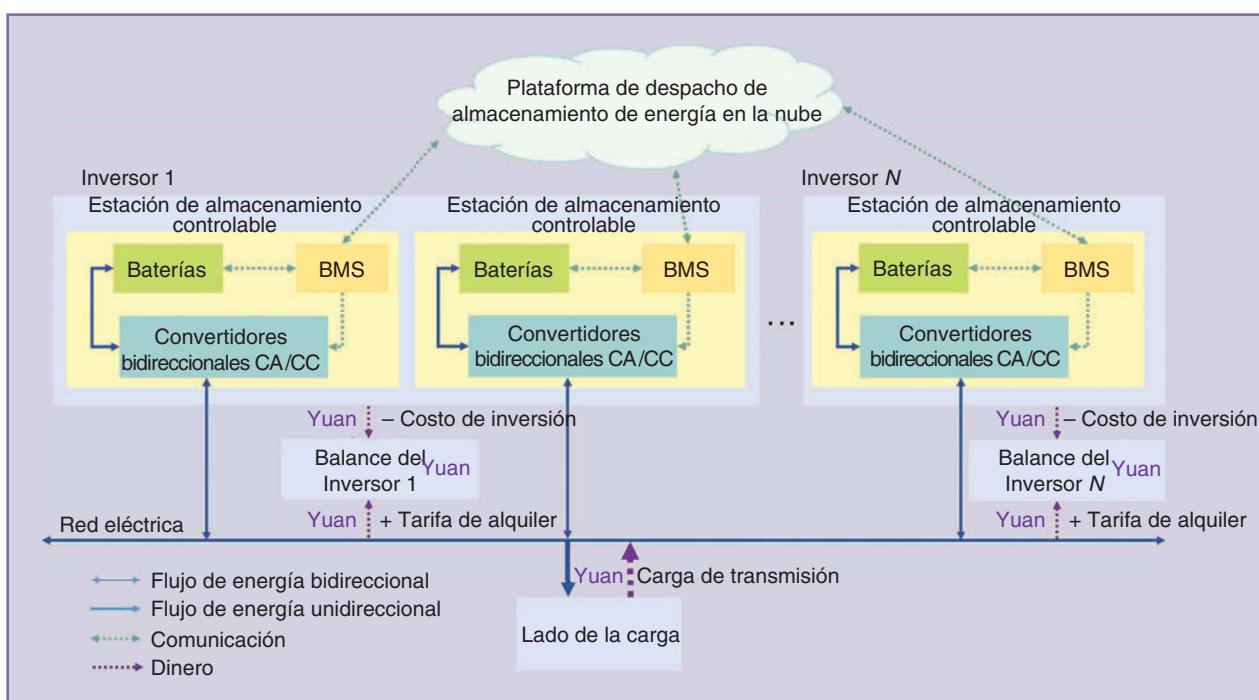


figura 4. El modelo de negocios de estaciones de almacenamiento agregadas.

La capacidad no utilizada de las baterías puede considerarse almacenamiento distribuido que se podría implementar con el objetivo de proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico.

puede reducir significativamente la limitación de la carga después de una contingencia.

- 4) *Potencia reactiva/control de la tensión:* la potencia reactiva de cada estación de almacenamiento puede ajustarse con el fin de lograr el control de la tensión. La tensión del nodo al que se conecta cada estación de almacenamiento puede seguir el objetivo de control. Además, se instala un compensador estático de VAR en cada estación de almacenamiento con el objetivo de ayudar a reducir la fluctuación de la tensión causada por el cambio rápido de la producción de la potencia activa del almacenamiento.
- 5) *Mejora de la confiabilidad:* la estación de almacenamiento también ayuda a mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico, especialmente la carga esencial de la red local.

La figura 4 muestra el modelo de negocios de la estación de almacenamiento agregado. Se sigue de un modelo de transferencia de construcción-alquiler: los inversores construyen la estación de almacenamiento y la alquilan a la empresa de la red eléctrica. La empresa de la red eléctrica paga una tarifa de alquiler, que se internaliza como cargo de transmisión en las tarifas de electricidad minoristas. La tarifa de alquiler se fija de acuerdo con los esquemas de recuperación del costo de los

activos de transmisión. Actualmente, una condición de la que depende el éxito del modelo de negocios es que la tarifa de alquiler sea aceptable para la empresa de la red. Sin embargo, eventualmente, la tarifa de alquiler debería determinarse mediante un mecanismo de mercado.

Almacenamiento distribuido desde estaciones base de comunicación móvil

Las estaciones base de comunicación móvil normalmente se instalan con baterías de respaldo a fin de mejorar su confiabilidad. Si bien proporcionan un suministro eléctrico ininterrumpible, la capacidad no utilizada de las baterías puede considerarse almacenamiento distribuido que se podría implementar para proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico. Además, con el desarrollo de los vehículos eléctricos, la cantidad de baterías retiradas de vehículos aumentará en los siguientes años. Después de su retiro, estas baterías podrían reutilizarse como suministro eléctrico ininterrumpible para estaciones base. Si bien la capacidad de las baterías de respaldo en una única estación base es baja, el almacenamiento total es considerable. El gobierno chino informa que, en 2019, se construyeron 1.74 millones de estaciones base, y se amplió el total de bases del país a 8.41 millones. Además, a medida que inicia la comercialización de la red

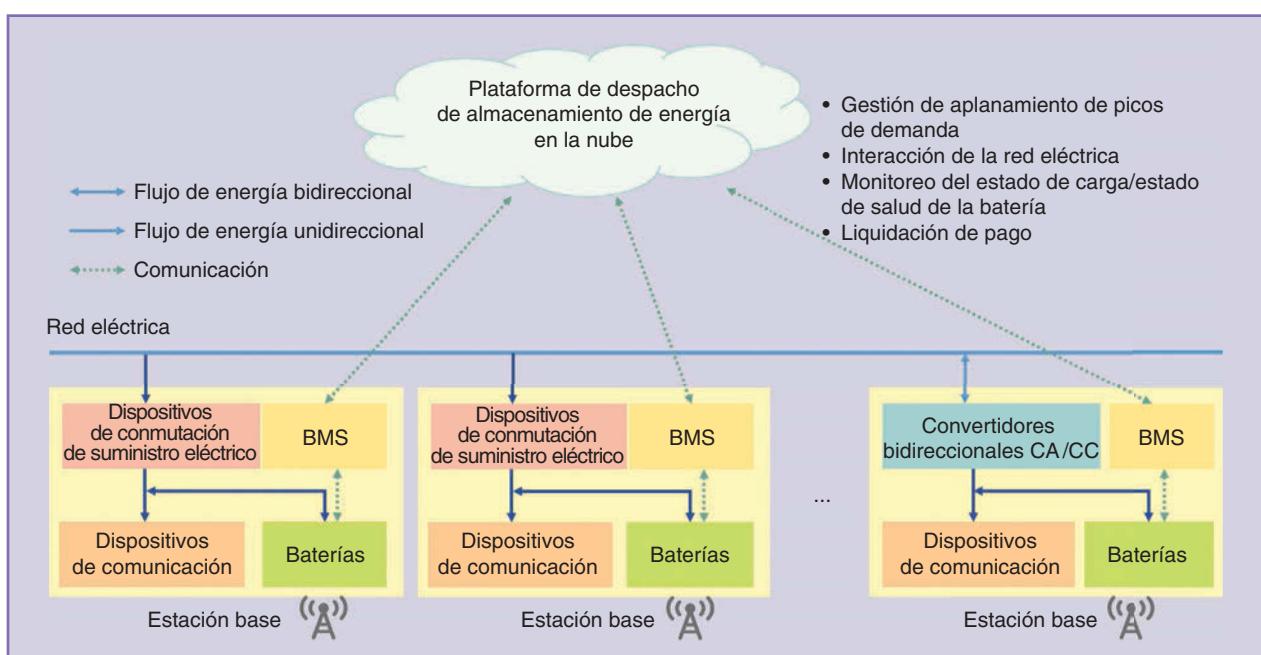


figura 5. El marco conceptual para almacenamiento en la nube de baterías de estaciones base distribuidas.

5G, la cantidad de estaciones base y la capacidad de la batería de una estación base crecerán simultáneamente.

Antes de utilizar las baterías de respaldo de una estación base con el objetivo de proporcionar flexibilidad, se necesita una agregación apropiada. Dado que las baterías de respaldo son fuentes completamente distribuidas y cada una es pequeña, despacharlas directamente no es realista. Por esto, deberían estar agregadas a un almacenamiento virtual a gran escala para aplicaciones del sistema eléctrico. Esta agregación requiere de dos tecnologías clave, descritas a continuación:

1) *Plataforma de despacho*: la comunicación móvil de la plataforma de despacho de la estación base es la interfaz entre el almacenamiento distribuido de la batería de la estación base y el centro de operaciones del sistema eléctrico. Está conectado con el BMS de cada estación base. Se comunica con las estaciones base, obtiene su información de funcionamiento y las agrega como almacenamiento integrado. La información de almacenamiento agregada se envía al centro de despacho del sistema eléctrico para las aplicaciones de las operaciones, por ejemplo, la respuesta de la demanda y los servicios auxiliares. Al mismo tiempo, la plataforma de despacho recibe datos en tiempo real de los sistemas eléctricos, toma decisiones respecto de cada estación base y envía órdenes a BMS locales. La plataforma de despacho tiene las siguientes funciones básicas: gestión de la batería de respaldo de la estación base, agregación de fuentes distribuidas, aplicaciones del sistema eléctrico (p. ej., aplanamiento de picos de demanda, respuesta de la

demandas y regulación de la frecuencia), liquidación de costos y pagos, entre otros.

2) *Evaluación de la capacidad despachable de las baterías de respaldo*: según la descripción anterior, las baterías de respaldo deberían proporcionar un suministro eléctrico ininterrumpible a las estaciones base de tal manera que cuando ocurran las perturbaciones se pueda alimentar a los dispositivos de comunicación. La capacidad de las baterías debe dividirse en dos partes. Se necesita capacidad para el servicio de suministro eléctrico y la cantidad restante se despacha. Por ende, antes de agregar las fuentes distribuidas, es necesario evaluar esta capacidad despachable. En el caso de las redes 4G y las tecnologías de comunicación anteriores, la carga de la energía es relativamente estable. Entonces, la solución tradicional es determinar directamente los requerimientos de duración del respaldo de cada estación base de acuerdo con su ubicación. Por ejemplo, de acuerdo con los estándares operativos de China Tower, las estaciones base de una ciudad deberían tener una duración de respaldo de al menos 3 h. Las de los suburbios deberían tener una duración de al menos 5 h, y las del campo, al menos 7 h.

No obstante, para las redes 5G, la carga de la energía del dispositivo de comunicación es sensible al tráfico. La capacidad de la batería de respaldo tendría normalmente una duración mucho más larga ya que necesita cumplir los requerimientos más cruciales. No puede aprovecharse al máximo la flexibilidad de las baterías de respaldo. Con el objetivo de evaluar de manera precisa la capacidad despachable de las baterías

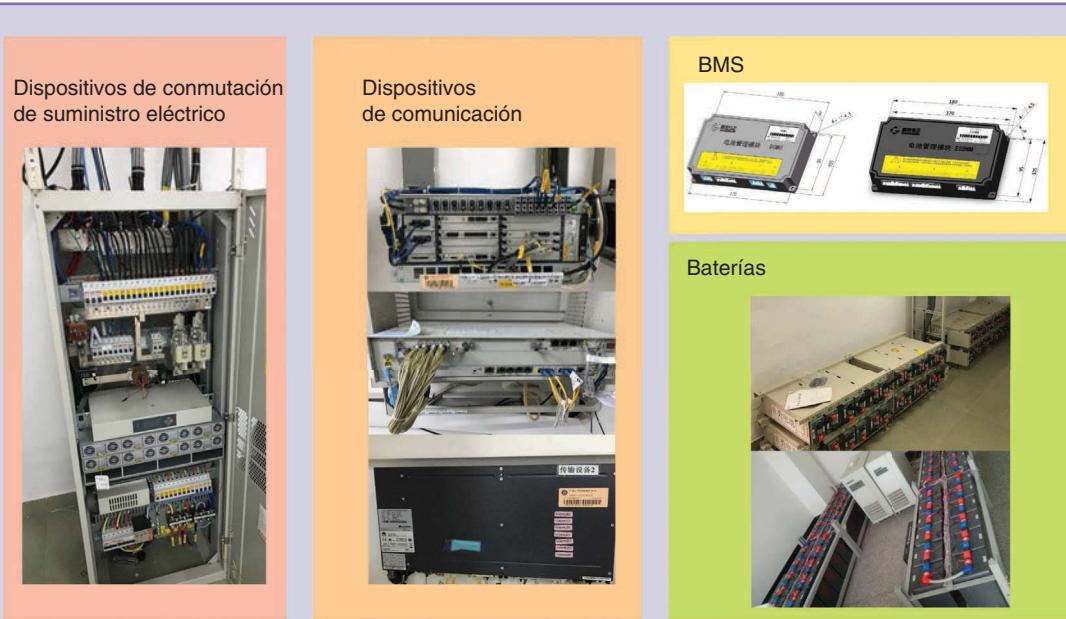


figura 6. Componentes de estación base para almacenamiento en la nube.

de respaldo de estaciones base 5G, los métodos nuevos deberían incorporar características operativas de los dispositivos de comunicación 5G junto con la confiabilidad del suministro eléctrico. Si se evalúa de manera dinámica la capacidad de respaldo necesaria para que sea confiable, la capacidad de despacho de las baterías de respaldo de las estaciones base 5G se puede integrar totalmente en una operación de almacenamiento en la nube.

En China, se han lanzado proyectos piloto a fin de agregar baterías de respaldo distribuidas de estaciones base como almacenamiento en la nube. Se están demostrando la implementación técnica y los modelos de negocio. En un proyecto de la Red Eléctrica de China Southern, se han agregado 56 estaciones base en el distrito Baiyun de Guangzhou como almacenamiento en la nube. El BMS está actualizado con el objetivo de que pueda hacer una descarga y así cumplir parte de la carga de la estación base. Además, los dispositivos de

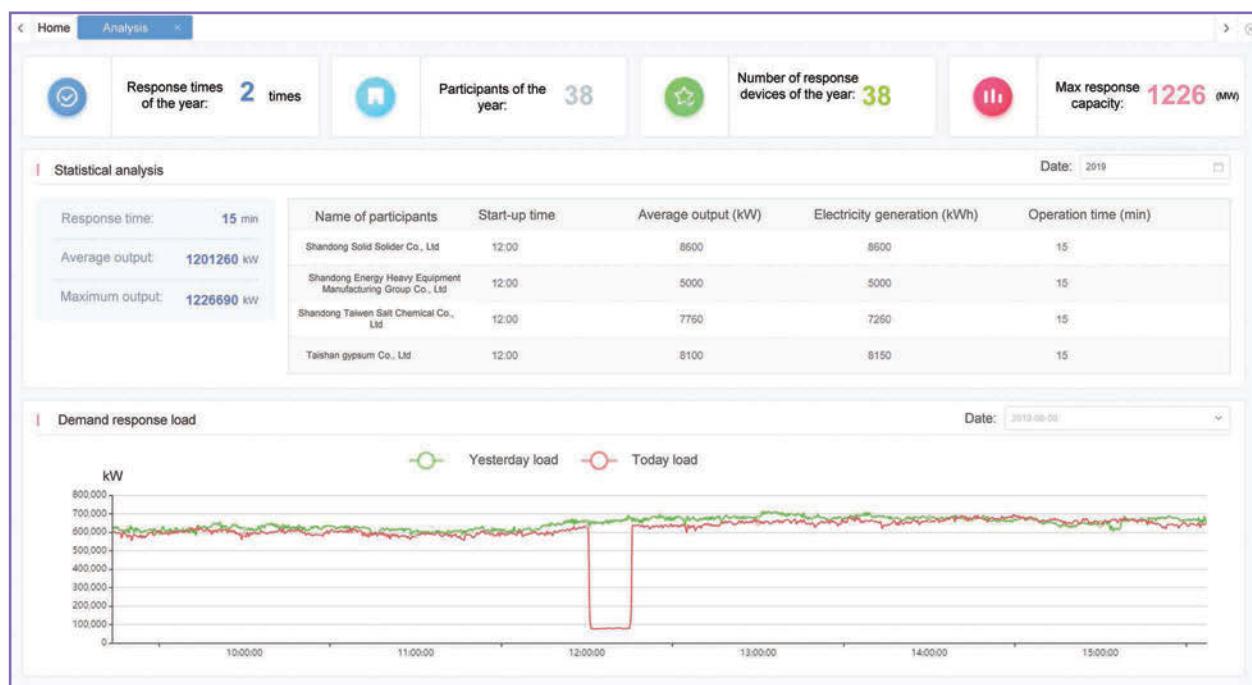


figura 7. La respuesta a la demanda industrial de la plataforma de agregación Zhangjiagang.

tabla 3. El desarrollo de la tecnología de respuesta a la demanda en la provincia Jiangsu.

Atributo	Respuesta de la demanda 1.0	Respuesta de la demanda 2.0	Respuesta de la demanda 3.0
Cantidad de participantes	<10	<10 ²	>10 ³
Tipos de respuestas	Involuntaria + día de antelación	Voluntaria + predespacho + sin invitación	Voluntaria + tiempo real + sin invitación
Comunicación	Teléfono	Internet	4G/5G y cifrado de canales + protección de seguridad
Frecuencia de actualización del estado de la carga	Cada hora	Cada 15 min	Cada 30 s
Plataforma	Plataforma no en la nube	Plataforma no en la nube	Plataforma en la nube con una gran cantidad de datos
Medidas y control	Medidas y control manual de la respuesta	Medidas y control manual de la respuesta	Medidas y control automático de la respuesta
Modelo de negocios	Respuesta del predespacho + programación consecutiva intradiaria + sin incentivo	Respuesta del predespacho + incentivo	Respuesta en tiempo real + incentivo

comutación del suministro eléctrico en ocho estaciones base han sido reemplazados por convertidores CA/CC para permitir el flujo de energía desde el sistema eléctrico. En el futuro, las baterías retiradas podrían ser instaladas en las estaciones base, lo que mejora la capacidad. Se estableció una plataforma de despacho y esta se comunica con cada estación base mediante la red pública. Un resumen del concepto de este proyecto se presenta en la figura 5, mientras que la figura 6 ilustra los componentes principales.

Este proyecto es mutuamente beneficioso para China Tower y China Southern. China Tower suministra baterías y espacio (superficie); China Southern invierte en el BMS y la plataforma en la nube. Mediante su participación, China Tower puede reducir sus costos de mantenimiento alrededor de 6,200 yuanes chinos (CNY) por estación base por año. En cuanto a China Southern, las baterías pueden generar ganancias mediante el arbitraje temporal. La diferencia de precio entre los picos y los valles horarios en Guangzhou es de 0.9962 CNY/kWh. La inversión inicial es de 4.07 millones de CNY y la vida útil técnica es de 25 años. De acuerdo con los precios actuales de electricidad, se estima que el periodo de amortización será de 10.5 años. Se espera que la tasa inicial de devolución después de los impuestos sea del 10 %, lo que es muy prometedor para las empresas de energía. El facilitador clave de este modelo de negocios es que el concepto de almacenamiento agregado es suficientemente rentable para la red eléctrica. Actualmente, depende de al menos una de las siguientes condiciones: 1) hay una gran diferencia de precio entre los horarios pico y valle y 2) el almacenamiento debe participar en la regulación de la frecuencia.

Almacenamiento distribuido virtual de la respuesta a la demanda de la carga industrial

La respuesta a la demanda de las cargas industriales puede verse como una fuente de almacenamiento virtual

ya que los programas de trabajo de las líneas de producción pueden conmutar de un periodo a otro. Este efecto de almacenamiento virtual es crucial si se desea nivelar cargas máximas. Por esto, la provincia de Jiangsu construyó una plataforma de agregación de respuesta a la demanda de la carga industrial en Zhangjiagang, con una carga de 2,000 MW que puede brindar servicio de red. El marco de control de la respuesta a la demanda, de acuerdo con su plataforma de programación, se detalla en la figura 7.

En China, la carga industrial constituye alrededor del 70 % del consumo total de electricidad. Entonces, tiene el mayor potencial de respuesta a la demanda. Si bien ya está sujeta a los precios de tiempo de uso, que conmutan parte de la carga de periodos pico a periodos valle, la carga pico durante el verano sigue siendo un desafío para la red. Particularmente, el 5 % de la carga pico en la provincia de Jiangsu dura solo unas 60 h. Por lo tanto, los servicios de respuesta a la demanda basados en incentivos podrían ser una manera de retrasar e incluso evitar la inversión en infraestructura adicional. En comparación con las soluciones tradicionales, como la expansión de la transmisión y la generación, la respuesta a la demanda podría mejorar la tasa de utilización de los activos actuales de transmisión y generación, mejorando así el rendimiento económico de todo el sistema.

Los esquemas de respuesta a la demanda han estado presentes hace tiempo en China. Se puede categorizar su desarrollo en tres etapas, como se muestra en la tabla 3. La plataforma actual en la nube en Jiangsu se basa en la tecnología 3.0 de respuesta a la demanda. El proceso en tiempo real involucra el centro de despacho del sistema eléctrico, las cargas industriales y los operadores de respuesta de la demanda, que reciben órdenes de despacho de la red eléctrica y envían comandos de control a los participantes de la respuesta de la demanda. Los participantes, es decir, las líneas de producción de las fábricas, están equipados con terminales que pueden monitorear y controlar la carga flexible. Los potenciales

de almacenamiento de energía de los diferentes participantes se distinguen debido a la capacidad de respuesta y la duración de varios procesos de producción industriales. Por ejemplo, la producción de cemento incluye la trituración y el almacenamiento de piedra caliza, la molienda de materias primas, el tratamiento de combustible de desecho, entre otros. La duración máxima de la respuesta de la demanda en cuanto a la trituración y el almacenamiento de piedra caliza usualmente dura cerca de 8 h, mientras que la molienda de cemento puede durar cerca de una hora. La programación de

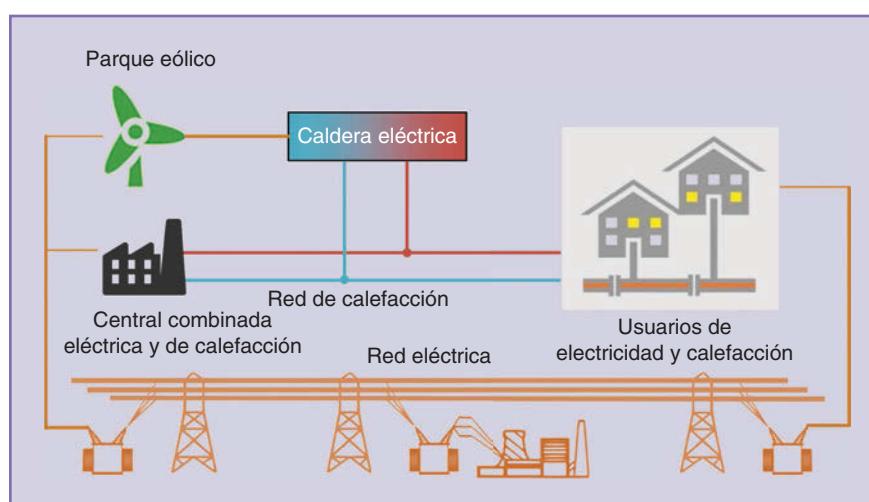


figura 8. Almacenamiento distribuido de sistemas de calefacción.

diferentes participantes de respuesta de la demanda generalmente se obtiene al resolver un gran problema de optimización.

Las fuentes de respuesta de la demanda agregada proporcionan dos servicios de la red: aplanamiento de picos de demanda y respuesta de emergencia ante contingencias. La nivelación de máximos está programada en horizontes temporales de un día de antelación e intradiarios. Usualmente se realiza para los días anuales de carga máxima. Cada participante de respuesta de la demanda se despachará no más de 10 veces al año. La respuesta de emergencia se usa con el fin de mejorar la estabilidad de la frecuencia después de grandes contingencias. De los 2,000 MW de la carga, 558 MW se pueden restringir en menos de 1 s, y así reducir el corte involuntario de la carga.

El modelo de negocios de agregación de la respuesta de la demanda industrial se basa en los incentivos, que actualmente requieren políticas gubernamentales. Los incentivos a los participantes se basan en la cantidad de capacidad procurada de respuesta a la demanda; están en 20–30 CNY/kW/año y los paga el gobierno. Considerando que el costo de instalación de hardware de comunicación es normalmente menor que el del almacenamiento físico y las instalaciones de transmisión/generación, desde el punto de vista de la empresa de la red, la agregación de la respuesta de la demanda es el enfoque generalmente más económico para el aplanamiento de los picos de la demanda. Se espera que a las empresas de la red pronto se les permita lanzar sus propios programas de agregación de respuesta a la demanda y que se pueda identificar a los incentivos mediante un mecanismo de mercado.

Almacenamiento distribuido de redes de calefacción

En los últimos años, el acoplamiento de los sistemas de electricidad y calefacción se ha tornado más estrecho. Las redes de calefacción pueden almacenar grandes cantidades, lo que las hace una manera ideal de proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico. En China, esta capacidad de almacenamiento distribuido se ha aprovechado con el objetivo de mitigar las restricciones de generación de la energía eólica. Los sistemas de calefacción suministrados por la energía eólica se ilustran en la figura 8. El primer proyecto que incluía sistemas de calefacción como almacenamiento virtual para acomodar la energía eólica fue propuesto por la Administración Nacional de Energía de China en 2015. Principalmente se implementó en las áreas con fuentes ricas de energía eólica, tales como Mongolia Interior, Liaoning, Jilin y Hebei. En estas áreas, la producción excesiva de energía eólica durante los períodos de valle en la demanda de electricidad se asigna a la generación de calefacción mediante bombas y calderas eléctricas. La energía térmica producida a partir de la energía eólica se puede consumir directamente o almacenar en una red de calefacción o instalación de almacenamiento de calor. Al mismo tiempo, el calor generado por la energía eólica puede proporcionar más flexibilidad a la operación en uni-

dades combinadas de calefacción y energía. El esquema de almacenamiento virtual puede entonces profundizar aún más la integración de energía eólica.

Hasta ahora, muchas políticas se promulgaron con el propósito de hacer que se conozca ampliamente este tipo de proyectos. Por ejemplo, en Hebei, los precios de transmisión y distribución en períodos de valles de carga son del 30 % de aquellos períodos de pico de carga para permitir las operaciones de calefacción suministradas por la energía eólica. Además, los subsidios y esquemas de alivio impositivo están disponibles para las empresas que proporcionan servicios de suministro de calefacción mediante energía eólica. Actualmente, muchos proyectos piloto para sistemas de calefacción suministrados por energía eólica han sido terminados y son operados con éxito, incluidas las demostraciones a gran escala (más de 100 MW). De acuerdo con un estimativo en “Planning of Northern Area Clean Energy Heat Supplying in Winter (2017–21)” [Planificación de suministro de calefacción con energía limpia en el área norte en invierno (2017–21)], publicado por la Administración Nacional de Energía de China, el uso de energía limpia para el suministro de calefacción en el norte de China alcanzará el 70 % en 2021, y la energía eólica será la fuente principal.

La implementación exitosa de los sistemas de calefacción suministrados por energía eólica demuestra el gran potencial de utilizar las redes de calefacción con el fin de brindar servicios de almacenamiento de energía virtual para los sistemas eléctricos. Una tubería de calefacción principal de agua caliente (a una temperatura promedio de 90 °C) de un diámetro de 1 m y una longitud de 1,000 m tiene una capacidad de almacenamiento de calor de 9.16 MWh si se puede flexibilizar su temperatura en 10 °C. Con respecto a Beijing, con una red de calefacción de 2,000 km, la capacidad equivalente de almacenamiento de energía puede alcanzar los 18 GWh. Los sistemas de calefacción suministrados por la energía eólica son una manera efectiva de aprovechar la capacidad de almacenamiento de energía de las redes de calefacción.

En el marco de agregación del almacenamiento virtual basado en la nube, una red de calefacción puede considerarse el componente de almacenamiento de energía, mientras que la combinación de la calefacción y las unidades de energía, las calderas y las bombas de calefacción eléctricas pueden considerarse componentes de conversión de energía. La combinación de estos mecanismos los hará actuar como un sistema de almacenamiento de electricidad equivalente. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, el almacenamiento de electricidad equivalente de múltiples redes de calefacción de diferentes ciudades se puede agregar a fin de formar un sistema de almacenamiento de energía basado en la nube. La red se puede agregar con las baterías, el almacenamiento de energía de aire comprimido y otros sistemas de almacenamiento de energía. Puede actuar como un proveedor de almacenamiento de energía y pueden usarlo las redes eléctricas y los consumidores, como los parques industriales.

Sin embargo, agregar con éxito el almacenamiento de calor distribuido (a fin de proporcionar distintos servicios de flexibilidad al sistema eléctrico) depende mayormente de los modelos de negocio. La clave es un mecanismo justo en el que se compartan las ganancias entre los sectores eléctricos y de calefacción. Esto se debe a que el operador de la red de calefacción puede no tener el incentivo para usar la capacidad de almacenamiento de calor de la tubería. Después de todo, las pérdidas de su operación aumentarían cuando brinde servicios de almacenamiento de energía. Por lo tanto, la ganancia acumulada en el lado del sistema eléctrico proveniente de usar servicios de almacenamiento de energía de calefacción debería compartirse con los operadores de la red de calefacción. Este dinero no solo debería abarcar el incremento en el costo de brindar servicios de almacenamiento de energía, sino también proporcionar incentivo suficiente al operador de la red de calefacción a fin de que quiera participar en el esquema de agregación de almacenamiento. Afortunadamente, el aumento de la ganancia de la operación del sistema eléctrico es por lo general mucho mayor que el incremento en el costo de la operación de la red de calefacción. Esto sugiere que los sistemas eléctricos y de calefacción pueden alcanzar soluciones beneficiosas para todos con base en el marco de almacenamiento de energía basado en la nube.

Discusión

Mediante la revisión de estudios actuales, podemos concluir que son tres los aspectos clave del funcionamiento de la tecnología de almacenamiento de energía basado en la nube y el modelo de negocios general en China, y se resumen a continuación:

- 1) La condición previa de que se implemente el almacenamiento de energía basado en la nube es que debe haber una política o mercado estable y duradero que pueda concretar un valor económico para los sistemas eléctricos. En primer lugar, recientemente, al ser cada vez más necesaria la flexibilidad de la red, se han introducido varias políticas en China con el objetivo de fomentar las inversiones en fuentes flexibles, es decir, se crean subsidios especiales y se organizan mercados (relativamente) simples. No obstante, estas políticas no son soluciones a largo plazo. En segundo lugar, el almacenamiento conlleva múltiples beneficios, p. ej., el aplanamiento de picos de demanda, la regulación de la frecuencia, el manejo de la congestión y las mejoras de la confiabilidad. En la mayoría de los casos, solo uno o dos tipos de beneficios reciben las políticas de apoyo adecuadas para que se concreten. Otros no reciben pago, por lo que se les dificulta a las partes interesadas recuperarse por completo de sus inversiones en fuentes de almacenamiento. Actualmente, el modelo de negocios más maduro para el almacenamiento de energía basado en la nube es que una empresa de la red agregue directamente fuentes de almacenamiento distribuido.

- 2) Se deben abordar los aspectos de ciberseguridad de la agregación de almacenamiento de energía distribuido. En China, el sistema eléctrico utiliza redes de comunicación dedicadas que son independientes de las públicas. Pero respecto de la energía distribuida, la comunicación requerida no puede evitar usar las redes públicas debido al gasto de construir sistemas privados para cada fuente a menor escala. En cuanto a los requerimientos de ciberseguridad, un operador de almacenamiento de energía basado en la nube actúa como pantalla protectora entre las fuentes distribuidas y el gestor del sistema eléctrico. Para que el almacenamiento de energía basado en la nube se convierta sin problemas en algo normal, es crucial abordar el problema de la ciberseguridad.
- 3) El modelo de negocio del almacenamiento de energía basado en la nube que suministra a los pequeños consumidores como los parques eólicos y las fábricas necesita aún más investigación y estudios. Hay una gran necesidad de almacenamiento por parte de estos consumidores, es decir, para lidiar con los errores de pronóstico de los parques eólicos y reducir las facturas de energía. El concepto de almacenamiento de energía basado en la nube puede brindar servicios a un costo mucho más bajo que la creación de instalaciones dedicadas. Por ello, hay un gran potencial de mercado. No obstante, varios problemas clave del modelo de negocios deben ser tratados. ¿Cómo fijamos el precio de almacenamiento personalizado para cada consumidor, de acuerdo con su patrón de demanda? ¿Cómo desarrollamos un esquema del “beneficio de compartir” almacenamiento entre distintas fuentes de energía distribuida, operadores de almacenamiento de energía basados en la nube, empresas de red y consumidores? ¿Cómo motivamos a las fuentes de energía distribuidas con el fin de que brinden servicios confiables?

Agradecimientos

Este trabajo tuvo el apoyo parcial del S&T Major Project de la Región Autónoma de China de Mongolia Interior (subvención 2020ZD0018), el Proyecto de Investigación Conjunto Internacional (Regional) de la Fundación Nacional de Ciencias Naturales de China (subvención 52061635101) y el Programa de Investigación Científica de la Iniciativa de la Universidad Tsinghua (subvención 20193080026).

Lecturas complementarias

J. Yang, N. Zhang, A. Botterud y C. Kang, “On an equivalent representation of the dynamics in district heating networks for combined electricity-heat operation” (Representación equivalente de las dinámicas en las redes de calefacción urbana para operaciones combinadas de electricidad y calefacción), *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, n.º 1, págs. 560–570, enero de 2020. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2935748.

J. Liu, N. Zhang, C. Kang, D. S. Kirschen y Q. Xia “Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: A business case study” (*Almacenamiento de energía en la nube para consumidores residenciales y comerciales pequeños: un estudio de caso comercial*), *Appl. Energy*, vol. 188, págs. 226–236, febrero de 2017. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.11.120.

M. Yazdani-Damavandi, N. Neyestani, G. Chicco, M. Shafie-Khah y J. P. S. Catalao, “Aggregation of distributed energy resources under the concept of multi-energy players in local energy systems” (Inclusión de fuentes de energía distribuida según el concepto de actores multienergéticos en sistemas de energía locales), *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n.º 4, págs. 1679–1693, 2017. doi: 10.1109/TSTE.2017.2701836.

S. Mhanna, A. C. Chapman y G. Verbic “A fast distributed algorithm for large-scale demand response aggregation” (Un algoritmo rápido distribuido para la inclusión de la respuesta de la demanda a gran escala), *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, n.º 4, págs. 2094–2107, 2016. doi: 10.1109/TSG.2016.2536740.

F. L. Muller, J. Szabo, O. Sundstrom y J. Lygeros, “Aggregation and disaggregation of energetic flexibility from distributed energy resources” (Agregación y desagregación de flexibilidad energética de fuentes de energía distribuidas), *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n.º 2, págs. 1205–1214, 2019. doi: 10.1109/TSG.2017.2761439.

Biografías

Ning Zhang pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Haiyang Jiang pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Yaowang Li pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Pei Yong pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Mingxuan Li pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Huan Zhu pertenece al State Grid Jiangsu Electric Power, Nanjing, 210024, China.

Song Ci pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.

Chongqing Kang pertenece al State Key Laboratory of Power Systems, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Tsinghua University, Beijing, 100084, China.



©SHUTTERSTOCK.COM/PASKO MAKSIM

Flexibilidad a partir de fuentes de energía distribuida en sistemas multienergéticos

Por Regine Belhomme, Edoardo Corsetti, Christoph Gutschi, Kris Kessels,
Ana Virag, Meysam Qadrدان, Xiandong Xu, Hailong Li y Jakub Jurasz

LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN EUROPA ESTÁN experimentando cambios importantes debido a los objetivos de integración de energía renovable, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y eficiencia energética. Diferentes estudios muestran que existe una necesidad creciente de mayor flexibilidad y participación activa de las partes interesadas a todos los niveles (desde los pequeños consumidores hasta las redes paneuropeas) a fin de garantizar el funcionamiento eficiente y confiable del sistema eléctrico, en particular para hacer frente a volúmenes crecientes de fuentes de energía renovable, desde parques eólicos y solares a nivel de transmisión hasta generación fotovoltaica residencial. También se espera que tengan un impacto sustancial otras evoluciones clave que apuntan a descarbonizar

el sector energético más allá de la electricidad, como las basadas en la electrificación de los usos finales de la energía (p. ej., el desarrollo de vehículos eléctricos y la electrificación de la calefacción), también se espera que tengan un impacto notorio.

En este contexto, las sinergias entre diferentes sectores energéticos y portadores presentan una oportunidad para brindar flexibilidad a un sistema eléctrico basado en energía renovable al mismo tiempo que se respalda la descarbonización del sistema energético completo. En los últimos años se han presentado varios proyectos relacionados con los denominados sistemas multienergéticos (MES, por sus siglas en inglés), con el objetivo de aprovechar las interacciones entre la electricidad y otros portadores de energía: (calefacción, refrigeración, gas y combustibles como el hidrógeno) para respaldar una integración rentable de energía renovable, mejorar la flexibilidad del sistema y la seguridad del

Identificador de objeto digital 10.1109/MPE.2021.3072821
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

Los sistemas eléctricos en Europa están experimentando cambios importantes debido a los objetivos de integración de energía renovable.

suministro, y contribuir a objetivos de descarbonización energética más holísticos.

Este artículo analiza los aspectos principales de los MES, con un enfoque en su potencial para proporcionar flexibilidad “a partir de fuentes de energía distribuida (FED)” al sistema eléctrico y a través de la lente del proyecto europeo Horizonte 2020 MAGNITUDE, que tiene como objetivo desarrollar mecanismos comerciales y de mercado así como herramientas de coordinación que proporcionen flexibilidad al sistema eléctrico mediante la optimización de sinergias entre los sectores de electricidad, gas, calefacción y refrigeración. Se consideran varios casos de estudio del

mundo real. Estos casos de estudio, ubicados en diferentes países europeos (Austria, Dinamarca, Francia, Reino Unido, Italia, España y Suecia), representan tres categorías principales de MES: centrales industriales, sistemas de calefacción y refrigeración urbana y unidades distribuidas en las instalaciones y subestaciones de los consumidores. Al abarcar diferentes marcos normativos, tecnologías de acoplamiento de sectores, partes interesadas y modelos de negocio, el principio general es demostrar cómo puede ser posible crear un marco tecnoeconómico de MES que pueda impulsar la flexibilidad muy necesaria para una red eléctrica baja en carbono.

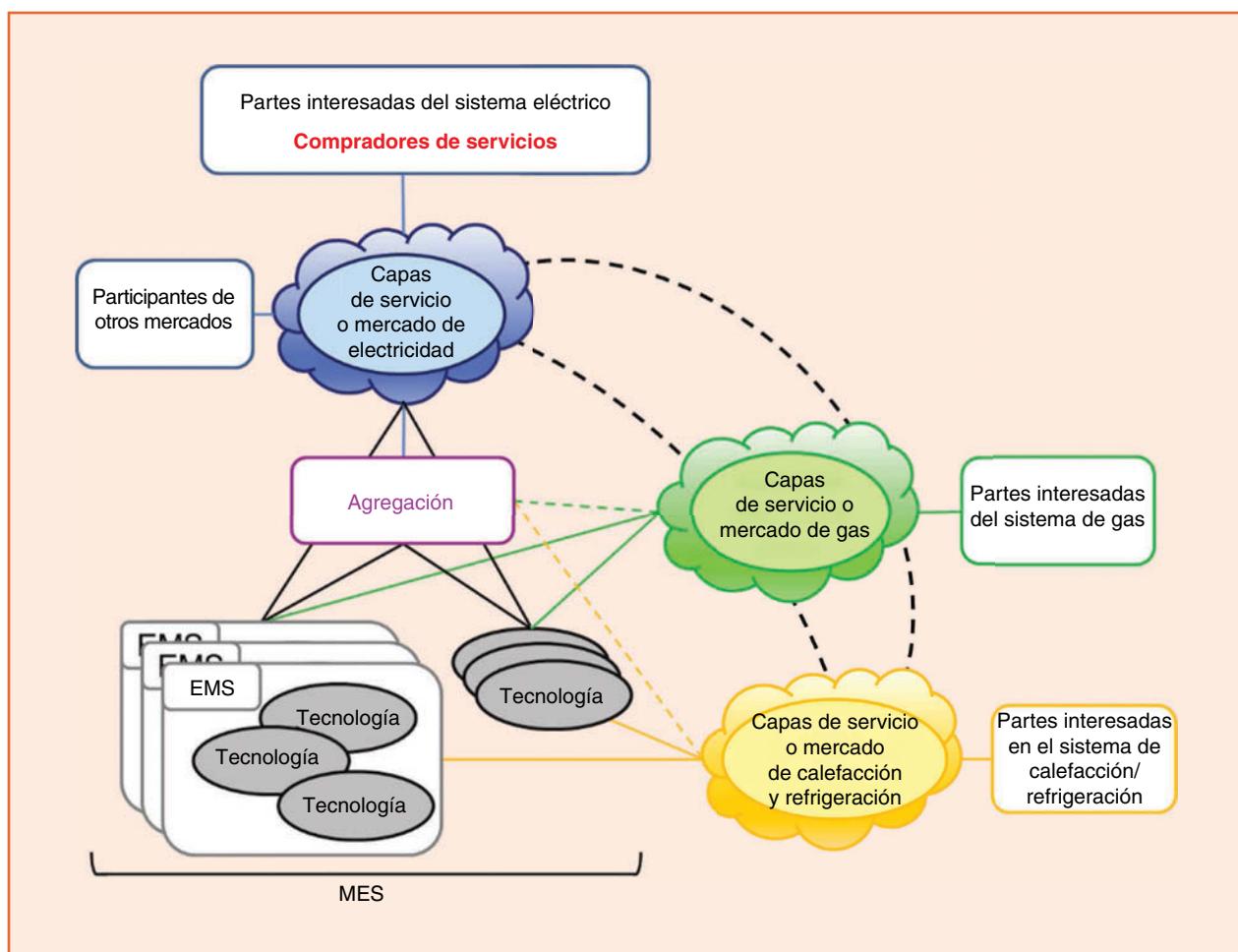


figura 1. Una arquitectura conceptual de alto nivel para la provisión de flexibilidad. (Fuente: Proyecto MAGNITUDE). EMS: sistema de gestión de energía.

Los estudios muestran que existe una necesidad creciente de mayor flexibilidad y participación activa de las partes interesadas en todos los niveles.

Conceptos, arquitectura y casos de uso

La figura 1 muestra una arquitectura conceptual de alto nivel para la provisión de flexibilidad a partir de FED a los MES distribuidos.

Mercados y capas de contratación de servicios

Los niveles de mercado y servicio de la electricidad se componen de diferentes mecanismos de adquisición, cada uno asociado con productos y funciones específicas. La tabla 1 resume algunos de los servicios más relevantes que los MES podrían proporcionar, como se ve a partir de un análisis detallado de las necesidades del sistema eléctrico en toda Europa. Los mercados de gas y calefacción/refrigeración y las capas de servicio son parte de la arquitectura, ya que afectan y se ven afectados por el suministro

de servicios al sistema eléctrico. Dependiendo del caso, las partes interesadas pueden adquirir o proporcionar gas, calor y energía de refrigeración. En algunos casos, también pueden brindar servicios a sistemas de gas, calefacción y refrigeración. Esto puede generar oportunidades y beneficios, pero también restricciones y barreras. La integración del mercado de múltiples portadores, como diseños innovadores para los predespachos del mercado energético de múltiples portadores, es necesaria para aumentar las sinergias entre diferentes portadores de energía (p. ej., electricidad, gas y calefacción/refrigeración), teniendo en cuenta el posible acoplamiento entre sus respectivos mercados. Se pueden proponer diferentes diseños de mercado y compararlos entre sí.

Sistemas físicos

Los MES son los proveedores físicos de flexibilidad a través del control de sus componentes tecnológicos y la optimización de sus operaciones. Pueden tener diferentes propósitos y tipos de tecnologías “intersectoriales” y redes portadoras de energía (electricidad, gas, calefacción y refrigeración). Dependiendo del caso y de su tamaño, estas tecnologías pueden ubicarse en grandes sitios industriales, comerciales y públicos; distribuido en las instalaciones de los consumidores; y basado en subestaciones de las redes portadoras relevantes. Además, una operación multienergética puede depender de un sistema de gestión de energía (EMS, por sus siglas en inglés) o un dispositivo equivalente, que realiza la agregación local a nivel del sitio. El uso de un EMS tiene como objetivo principal optimizar el proceso del sistema integrado y el suministro de sus múltiples demandas de energía. Sin embargo, como una extensión, también puede implementar estrategias de control específicas a fin de maximizar la flexibilidad que puede estar disponible para el sistema eléctrico.

Dada la variedad de aplicaciones potenciales, se debe demostrar un marco general para la evaluación tecnoeconómica de MES en un conjunto diverso de centrales del mundo real caracterizadas por las interacciones de diferentes tipos de portadores de energía y casos de uso. En la tabla 2 se presentan casos de estudio de centrales conectadas a la red de distribución que pueden proporcionar flexibilidad a partir de FED y que se han explorado en el proyecto MAGNITUDE. La tabla también describe las estrategias de mejora que se han analizado con los propietarios de las centrales y se han probado para mejorar la flexibilidad. Además, resume los

tabla 1. Requerimientos y servicios seleccionados del sistema eléctrico.

Requerimientos	Servicios
Balance y control de frecuencia	Provisión de reservas para operadores de redes de transmisión <ul style="list-style-type: none"> • Reserva de contención de frecuencia (o regulación de frecuencia primaria) • Reserva de restauración de frecuencia automática (o regulación de frecuencia secundaria) • Reserva de restauración de frecuencia manual, reserva de sustitución y mecanismos de balance adicionales dedicados en algunos países (o regulación de frecuencia terciaria)
Gestión de la congestión	Mecanismos de redespacho y control de potencia activa en los niveles de transmisión y distribución
Comercialización de energía	Mecanismos y mercados de adquisición de energía <ul style="list-style-type: none"> • Predespacho de energía/mercado • Comercialización intradiaria de energía/mercados
Adecuación del sistema	Mecanismos de requerimientos de capacidad implementados en algunos países europeos: mercados de capacidad (con otras fuentes de ingresos) y reservas estratégicas (sin otras fuentes de ingresos)*

*Por lo general, la participación en mecanismos de reserva estratégica no permite la participación en ningún otro mercado, mientras que la participación en los mercados de capacidad no impide la actividad en otros mercados y, por lo tanto, otras fuentes de ingresos.

tabla 2. Casos de estudio, configuraciones de mejora y prestación de servicios.

Nombre (País)	Tipo	Estrategia de mejora	Prestación de servicios en los mecanismos de contratación vigentes
Mälarenergi (Suecia)	Sistemas de calefacción y refrigeración urbana	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de tanques de almacenamiento de calor 	mFRR, predespacho de mercados de energía, mercados intradiarios y reservas estratégicas
Paper mill (Austria)	Fábrica de papel integrada	<ul style="list-style-type: none"> Instalación de un nuevo acumulador de vapor Optimización del funcionamiento de la instalación, considerando las tarifas pico de la red en gas y electricidad 	aFRR, mFRR, predespacho de mercados de energía y mercados intradiarios
HOFOR (Dinamarca)	Red de calefacción urbana de baja temperatura y unidades distribuidas en las instalaciones de los consumidores para la producción de agua caliente sanitaria (bombas de calor y calentadores eléctricos y acumuladores)	<ul style="list-style-type: none"> Interfaces de comunicación y control adecuadas para permitir la agregación de unidades distribuidas en las instalaciones de los consumidores 	Predespacho de mercado eléctrico, mercado intradiario y servicio de gestión de la congestión
A2A Calore e Servizi (ACS) (Italia)	Sistema de calefacción urbana	<ul style="list-style-type: none"> Incrementar la capacidad de almacenamiento térmico en un 50 % Aplanamiento de picos de demanda por calor en invierno 	FCR, aFRR, mFRR y predespacho de mercados de energía
Aguas de Murcia (EMUASA) (España)	Planta de tratamiento de aguas residuales	<ul style="list-style-type: none"> Duplicación de la capacidad de almacenamiento de gas Introducción de un sistema de almacenamiento de calor 	mFRR y predespacho de mercados de energía
Paris-Saclay (Francia)	Sistemas de calefacción y refrigeración urbana y subestaciones descentralizadas	<ul style="list-style-type: none"> Introducción de almacenamiento de calor y frío en subestaciones Integración de recursos fotovoltaicos 	Predespacho de mercados de energía y mercados intradiarios

casos de uso relevantes que se han estudiado y consisten en la provisión de servicios seleccionados bajo una configuración actual y después de implementar las opciones de mejora propuestas. En general, las actualizaciones similares pueden ser relevantes para una gran clase de MES que tienen características y problemas similares.

Plataforma de agregación

Los MES conectados a la red de distribución de electricidad pueden encontrar barreras para acceder a algunos mercados (por ejemplo, debido a tamaños mínimos de oferta y limitaciones técnicas), como en otros casos de flexibilidad relacionada con las fuentes de energía distribuida. Además, la provisión de flexibilidad no se encuentra entre las actividades básicas de los MES.

Por lo tanto, es esencial estudiar los beneficios potenciales de establecer un mercado con la flexibilidad que los MES podrían proporcionar a partir de FED a través de una plataforma de agregación. Como funciones clave, la plataforma

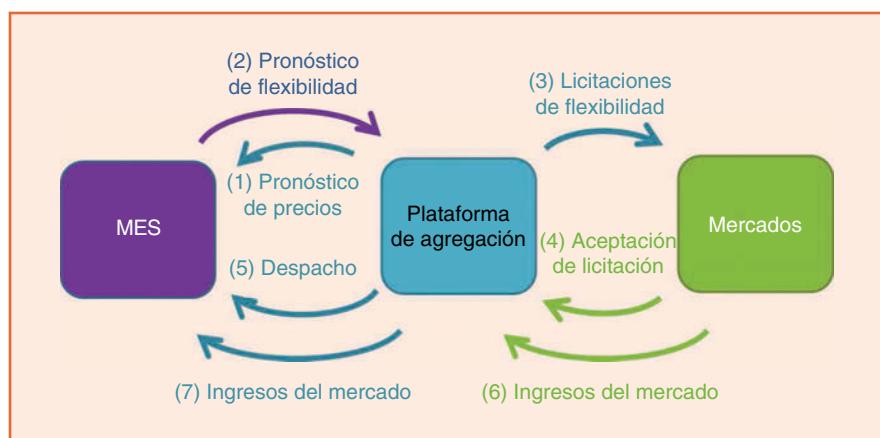


figura 2. Principios básicos de las interacciones entre un MES y una plataforma de agregación.

Las restricciones de rampa pueden limitar la flexibilidad de los sistemas basados en cogeneradores y, en algunos casos, limitar drásticamente el tipo de servicios que se pueden proporcionar.

recopila solicitudes y señales del mercado de electricidad y compradores de servicios, agrega la flexibilidad de la cartera de MES y propone ofertas a los mercados de electricidad y compradores de servicios. El agregador se denomina actor desregulado, es decir, una parte que compite con otros participantes del mercado. El papel de agregador puede desempeñarlo cualquier entidad desregulada, por ejemplo, un proveedor, una parte responsable del balance, un productor o una parte interesada independiente.

La figura 2 transmite los principios básicos de las interacciones entre un MES y una plataforma de agregación.

- 1) La plataforma de agregación envía los pronósticos de precios de mercado de MES para un periodo determinado.
- 2) Utilizando las predicciones, el MES realiza su optimización y envía a la plataforma de agregación sus predicciones de flexibilidad y precios asociados.
- 3) La plataforma de agregación realiza su optimización, agregando la flexibilidad del MES y otros recursos en su portafolio, y envía ofertas de flexibilidad a los mercados.
- 4) El gestor del mercado comunica los resultados de la licitación a la plataforma de agregación.
- 5) La plataforma de agregación despacha los recursos relevantes en su cartera, incluido el MES, para brindar los servicios de flexibilidad de acuerdo con las ofertas aceptadas.
- 6) La plataforma de agregación recibe ingresos de mercado.
- 7) La plataforma de agregación comunica al MES su participación en los ingresos del mercado.

En el caso de los servicios de reserva (p. ej., para la regulación de frecuencia), pueden ocurrir otras acciones entre los pasos 5 y 6. En particular, si es necesario para la

compensación de desbalances, el operador de la red de transmisión puede enviar una señal a la plataforma de agregación que active la entrega de los servicios de reserva que fueron adquiridos previamente. La plataforma de agregación luego despacha los recursos en su mercado y envía una señal de activación al MES. En la práctica, el diagrama de secuencia de las interacciones entre el MES y la plataforma de agregación puede ser mucho más complejo, por ejemplo, con pasos adicionales correspondientes al proceso de liquidación.

Evaluación de rendimiento de flexibilidad de MES

Incluso si generalmente no es su actividad básica, la provisión de flexibilidad puede representar una oportunidad para los operadores de MES. Esta flexibilidad se proporciona a los mercados a través de la plataforma de agregación y debe cumplir con los requerimientos normativos y del mercado. Desde la perspectiva de MES, la noción básica e intuitiva de flexibilidad consiste en los márgenes de consumo y generación de subida y de bajada disponibles. Los límites físicos del sistema identifican la cantidad máxima de flexibilidad que el MES puede proporcionar (figura 3). Una combinación adecuada de las tecnologías individuales a nivel del sitio MES permite aumentar los márgenes de potencia, las capacidades de velocidad de rampa y las cantidades de energía disponibles. Si hay dispositivos de almacenamiento en el MES, es necesario tener en cuenta la energía almacenada en el sistema.

Los requerimientos de balance de la oferta y la demanda para un portador de energía específico y entre los portadores de energía pueden afectar la flexibilidad que puede proporcionar un MES. Satisfacer la demanda establece la referencia del sistema a fin de evaluar la “flexibilidad operativa”, que representa los márgenes ascendentes y descendentes en la producción y el consumo para

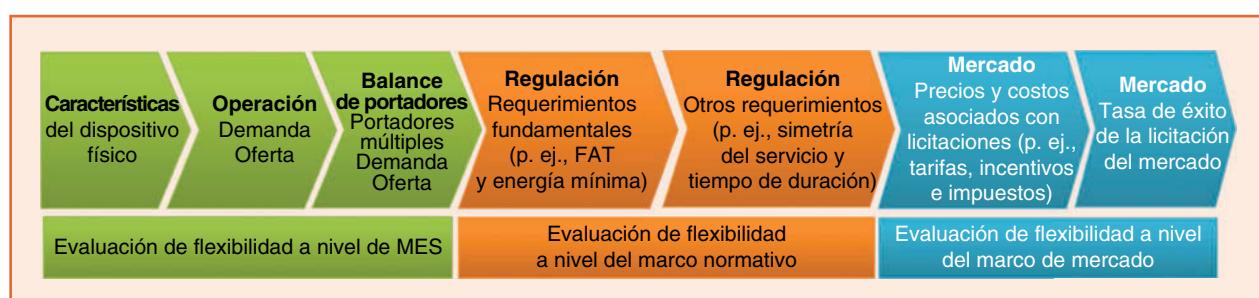


figura 3. Una cadena de evaluación para la prestación de servicios de flexibilidad. FAT: tiempo de activación completo.

esta referencia. La necesidad de garantizar el balance entre múltiples portadores de energía en el MES introduce más restricciones y conduce al concepto de “flexibilidad en el balance de portadores”. Los marcos normativos también introducen restricciones en la prestación de servicios, como restricciones para el tiempo de activación completo, duración mínima del suministro y forma (p. ej., si la capacidad comprometida para servicios de subida y de bajada debe ser la misma, como en productos simétricos, o puede ser diferente, como para los productos asimétricos). Finalmente, la organización y operación del mercado (es decir, la estructura de costos del servicio y los aspectos económicos relacionados con las ofertas) reducen aún más la flexibilidad que se brinda (la flexibilidad del mercado). En diferentes casos de estudio, el desempeño operativo de MES se evaluó mediante la cuantificación, al utilizar modelos dedicados de simulación y optimización, la capacidad de las centrales para proporcionar flexibilidad al tiempo que satisfacen su demanda de energía en el caso base y configuraciones mejoradas, y con y sin la prestación de servicios de mercado relevantes.

Flexibilidad de tecnologías individuales

La tabla 3 presenta las principales tecnologías y portadores de energía en los modelos desarrollados para evaluar los casos de estudio, así como sus principales características técnicas. Se pueden distinguir dos categorías principales: sistemas de calefacción (y refrigeración) urbanos y centrales industriales. Ambos involucran tecnologías combinadas de calor y energía (cogeneración), que representan la producción térmica y eléctrica tradicional de gas, biogás y biomasa basada en combustibles. En los sistemas de calefacción urbanos, los cogeneradores funcionan en combinación con bombas de calor y calderas eléctricas o de gas. Las bombas de calor son tecnologías eficientes que calientan y refrigeran, y son particularmente adecuadas para aprovechar la energía renovable del suministro eléctrico. La figura 4 representa los sistemas de calefacción urbana, distinguiendo entre (a) producción de calor centralizada y (b) descentralizada y dos sistemas industriales, es decir, (c) una planta de tratamiento de aguas residuales con producción de biogás y (d) una fábrica de papel.

tabla 3. Casos de estudio: tecnologías y portadores de energía.

Caso de estudio	Mälarenergi	Fab. de papel	HOFOR	ACS	EMUASA	Paris-Saclay
Tecnología	Caldera de biomasa	190 MW (salida)	21.6 MW (salida)	—	—	—
	Caldera de gas	—	33.2MW (salida)	—	16 MW × 3 (salida)	1.6 MW (salida)
	Turbinas de vapor	50 MW (salida)	10.5 MW (salida)	—	—	—
	Motor de gas	—	—	—	5 MW × 3 (salida)	0.5 MW × 3 (salida)
	Bomba de calor	—	—	3/15 kW (entrada/salida)	13 MW	—
	Caldera eléctrica	25 MW (entrada)	—	5 kW (entrada)	10 MW (entrada)	—
	Almacenamiento de biogás	—	—	—	—	12.5 MWh (energía)
	Almacenamiento térmico	500 MWh (energía)	—	90 kWh (energía)	58 MWh (energía)	—
Portadores de energía	Calor	X	X	X	X	X
	Refrigeración	—	—	—	—	X
	Gas	—	X	—	X*	X
	Electricidad	X	X	X	X	X

Una equis (X) indica si se incluyó un portador de energía en un caso de estudio.

*EMUASA transporta biogás producido *in situ*, no gas natural.

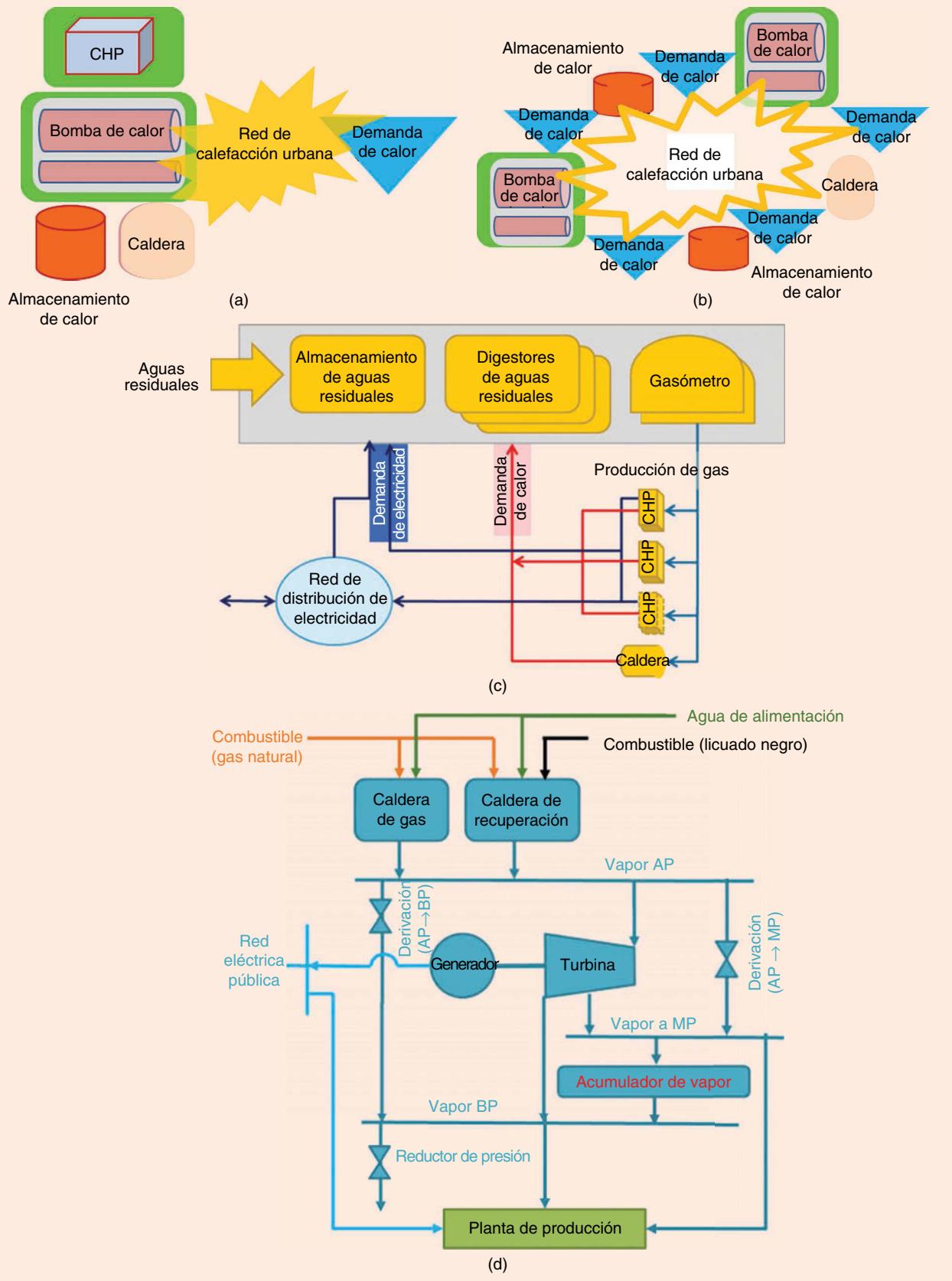


figura 4. Estudios de caso de MES del mundo real. (a) DH centralizado: ACS y Mälarenergi, (b) DH descentralizado: HOFOR y Paris-Saclay, (c) EMUASA: planta de tratamiento de aguas residuales con producción de biogás, y (d) fábrica de papel: esquema del sistema de vapor con acumulador de vapor instalado. BP: baja presión; MP: media presión; AP: alta presión; CHP: cogeneración.

En términos de flexibilidad, las restricciones de rampa pueden limitar la flexibilidad de los sistemas basados en cogeneradores y, en algunos casos, limitar drásticamente el tipo de servicios que se pueden proporcionar, por ejemplo, funciones de reserva de contención de la frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés), que exigen una reacción muy rápida. La flexibilidad que brindan las cargas eléctricas de la bomba de calor es generalmente lo suficientemente rápida como para abarcar servicios lentos de mercado, como el redespacho, y los más exigentes, incluidas las funciones de reserva manual de restauración de frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés) y FRR automática (aFRR).

Los dispositivos de almacenamiento (térmicos y biogás) que existen en el caso base (tabla 3) y se introducen en las configuraciones mejoradas (tabla 2) proporcionan un desacoplamiento entre la producción y el consumo para un portador de energía dado y contribuyen a una mayor flexibilidad. Esta característica de desacoplamiento no se limita al portador de energía específico asociado con los dispositivos de almacenamiento y puede contribuir a la provisión de flexibilidad en los otros portadores de energía. Por último, el papel de las redes de energía es crucial en el funcionamiento de los MES y la plena explotación de las capacidades de los sistemas. Modelar redes de energía reales es complejo y requiere tener en cuenta características específicas. Por ejemplo, en la calefacción urbana centralizada, la longitud de las redes puede oscilar entre algunas decenas y varios cientos de kilómetros de tubería de calefacción (mallada). Buscando aprovechar los beneficios de la energía almacenada en la red de calor, desarrollamos modelos específicos en los que se aprovechan las características de la energía térmica de la red para aumentar la flexibilidad.

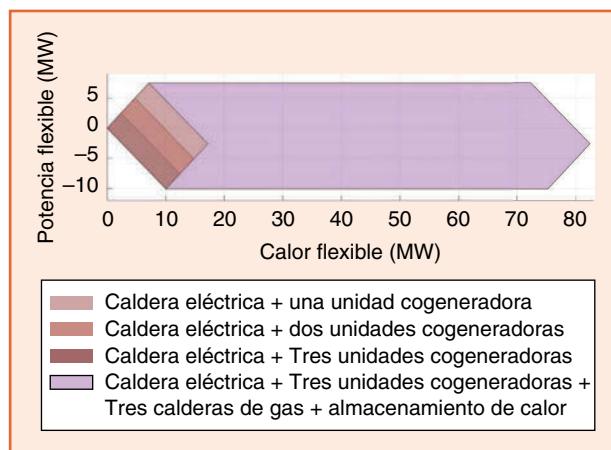


figura 5. Un mapa de flexibilidad para la calefacción urbana central con cogeneradores, una caldera eléctrica, calderas de gas y almacenamiento de calor.

Potencial de flexibilidad de integración de la tecnología y respuesta de la demanda

La agregación de tecnologías a nivel MES facilita una mayor capacidad para proporcionar flexibilidad. Esta agregación generalmente requiere un EMS que explote las sinergias entre tecnologías para proporcionar servicios de mercado al tiempo que abastece la demanda de energía. Cuanto mayor sea el número de tecnologías de producción, mayor será la flexibilidad potencial y la complejidad del EMS. Los sistemas de calefacción (y refrigeración) urbanas son buenos ejemplos. Por lo general, incluyen una amplia gama de tecnologías y portadores de suministro energético (p. ej., electricidad y gas), lo que permite varias estrategias de gestión alternativas. El mapa de flexibilidad en la figura 5 ilustra cómo la agregación de tecnología puede aumentar los márgenes de flexibilidad (físicos) para la calefacción urbana centralizada, describiendo, en particular, cómo la agregación progresiva de una caldera eléctrica con un cogenerador, dos cogeneradores y tres cogeneradores amplía los márgenes de flexibilidad de energía y calor. La agregación con calderas de gas y almacenamiento de calor aumenta la flexibilidad térmica (dependiendo de la cantidad de energía almacenada).

La gestión del lado de la demanda es otra fuente de flexibilidad destinada a la explotación de precios de combustible más baratos, producción renovable, etc. En los

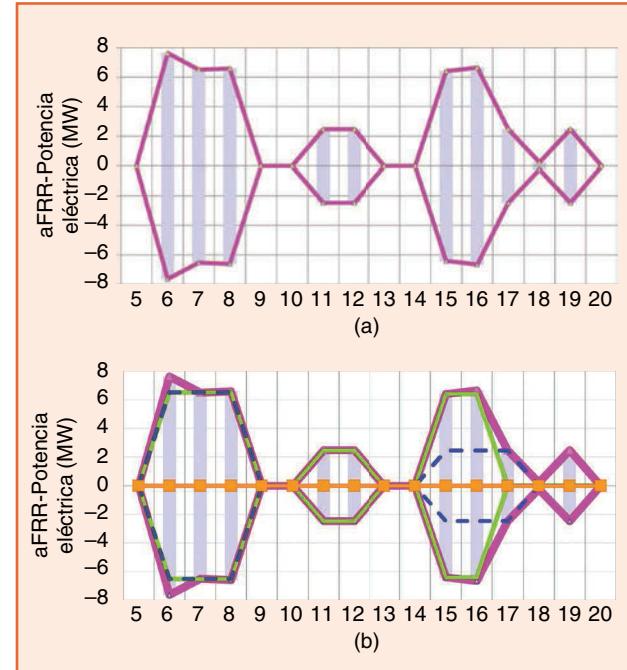


figura 6. El caso de estudio de ACS: el horario de servicio aFRR en invierno. (a) aFRR programado con una duración de servicio de 1 hora, como lo requiere AP (línea rosada) y (b) aFRR programado de acuerdo con varias duraciones de servicio: duración de 1 hora (línea rosada), 2 horas (línea verde), 3 horas (línea discontinua azul) y 4 horas (línea anaranjada).

sistemas de calefacción urbana, la flexibilidad del lado de la demanda podría, por ejemplo, incluir la modificación del perfil de demanda de calor dentro del límite de los objetivos de comodidad para reducir o mover los picos de demanda y

maximizar las ganancias. En particular, la modificación del perfil de la demanda puede aumentar el potencial de flexibilidad que es explotable para el servicio de mercado.

Flexibilidad explotada como servicio de mercado

Maximizar la flexibilidad proporcionada por los MES a los diferentes mercados eléctricos (a través de la plataforma de agregación que se analiza en la siguiente sección) requiere una gestión multienergética adecuada. Los modelos de optimización subyacentes identifican el mejor cronograma a fin de que los dispositivos satisfagan la demanda, las mejores condiciones para adquirir recursos a un precio bajo (p. ej., combustibles en los mercados de energía y electricidad renovable, cuando esté disponible) y los servicios que mejor aprovechen la flexibilidad disponible. El proceso de optimización generalmente se organiza en dos etapas principales. En el primero, los algoritmos calculan la base de MES y así satisfacen la demanda de calor, considerando los precios del gas y la electricidad previstos para el día. En el segundo, el algoritmo calcula la mejor programación de los dispositivos MES para brindar flexibilidad a los diferentes mercados, en función del margen disponible en relación con la referencia definida en la etapa anterior.

La provisión de flexibilidad como producto de mercado debe garantizar una remuneración suficiente para cubrir los posibles costos adicionales en los que incurren los MES. La flexibilidad debe satisfacer las especificaciones del producto comercializado, como el tiempo máximo de activación completo, la duración mínima de la prestación del servicio y otras características, según el mercado. Esas especificaciones, el pronóstico de costos y la expectativa de ingresos determinarán cómo se comercializará la flexibilidad disponible como productos diferentes en varios mercados. A este respecto, la provisión de flexibilidad puede requerir un mayor uso de tecnologías y portadores de energía más costosos que conducen a costos operativos adicionales. Por ejemplo, este es el caso cuando se aprovecha

una caldera eléctrica en lugar de una planta de cogeneración. Una caldera eléctrica tiene una alta capacidad de rampa para hacer frente a la restricción de tiempo de activación total, es decir, en la región de un orden de magnitud mayor que un cogenerador. Esto permite maximizar el potencial de provisión de flexibilidad. Sin embargo, en algunos países, los costos operativos de las calderas eléctricas son mucho más altos que los de los cogeneradores. Por ejemplo, en Italia, el costo operativo de las calderas eléctricas es al menos tres veces mayor que el

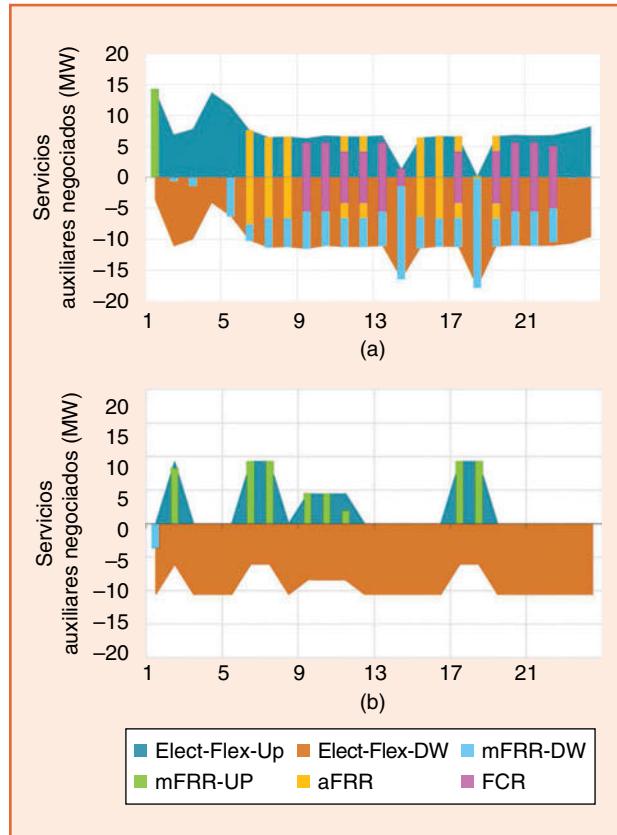


figura 7. ACS: los programas de planificación de servicios del mercado durante el invierno y el verano. (a) Programa de planificación en invierno y (b) Programa de planificación en verano. Elect-flex-up: flexibilidad eléctrica ascendente de subida; Elect-flex-dw: flexibilidad eléctrica descendente de bajada.

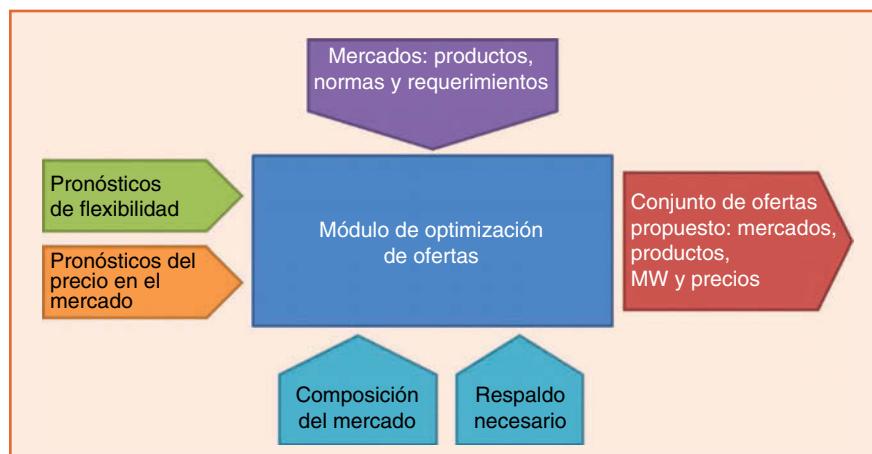


figura 8. El proceso de generación de ofertas en la plataforma de agregación multienergética.

de los cogeneradores, debido a su respectivo consumo de energía primaria. Entonces, una cogeneración podría generar 0.95 MW de calor y 1 MW de electricidad, quemando 2.3 MW de gas natural a un precio de € 32. Una caldera eléctrica generaría los mismos 0.95 MW de calor alimentados por 0.94 MW de electricidad a un costo medio de € 109 en el predespacho del mercado.

Los marcos normativos en diferentes países pueden afectar profundamente la provisión de flexibilidad en términos de la cantidad técnica que se puede ofrecer y los beneficios económicos potenciales. Por ejemplo, la duración mínima requerida para los productos de servicios de regulación de frecuencia puede tener un impacto significativo en la cantidad total de flexibilidad proporcionada, como se muestra nuevamente en el caso de estudio de A2A Calore e Servizi (ACS) en Italia. El servicio de mercado aFRR es uno de los productos comercializados en este caso, y el cronograma obtenido para la temporada de invierno se reporta en la figura 6(a). La duración mínima asumida de aFRR es igual a 1 h. Se eligieron tres hipótesis diferentes para evaluar el impacto de las restricciones normativas con duraciones de tiempo mínimas más altas. Los resultados se muestran en la figura 6(b) para 2 h (líneas verdes), 3 h (líneas discontinuas azules) y 4 h (línea naranja). La flexibilidad que se puede ofrecer en las tres hipótesis, en comparación con la duración de 1 h, es del 85 % para aFRR con una duración de 2 h, del 61 % para aFRR con una duración de 3 h y del 0 % para aFRR con una duración de 4 h.

En los sistemas de calefacción urbana, al parecer, paradójicamente, el potencial de flexibilidad era mayor en invierno que en verano. En verano, la flexibilidad eléctrica es limitada debido a una demanda de calefacción muy baja y la reducción resultante de la flexibilidad térmica (de subida). Como ejemplo, la figura 7 detalla la provisión de los siguientes servicios de flexibilidad para ACS en invierno y verano: mFRR de subida (UP) (barras verdes), mFRR de bajada (DW) (barras azules), aFRR (barras simétricas amarillas), y FCR (barras simétricas rosadas). En la figura 7, (a) se muestra que en invierno, la flexibilidad se aprovecha casi por completo, mientras que en (b), el aprovechamiento de la flexibilidad es limitada durante el verano. En verano, la flexibilidad es proporcionada por una caldera eléctrica (carga eléctrica) y la reducción de la producción de calor. El aprovechamiento del almacenamiento de calor también podría contribuir a la flexibilidad del verano.

Maximización de la provisión de flexibilidad por parte de la plataforma de agregación

Si se desea evaluar las oportunidades comerciales, es fundamental una investigación de la implementación de la flexibilidad de MES en un entorno de mercado realista. Esto implica simular el comportamiento de los participantes del mercado, que está fuertemente influenciado por las incertidumbres sobre la flexibilidad disponible y los precios en los

próximos períodos de negociación. La plataforma de agregación multienergética juega un papel central en la simulación y está compuesta por varios procesos, que se describen en la figura 8. La simulación consta de cinco pasos principales:

- 1) pronóstico de precios de mercado y la flexibilidad de los recursos en el mercado de agregación
- 2) la optimización diaria de la estrategia de licitación del mercado agregado y la generación de licitaciones para flexibilidad en generación y consumo
- 3) emulación de mercado
- 4) la operación en tiempo real y el desglose de los puntos de ajuste de los recursos del mercado
- 5) liquidación financiera y distribución de ingresos.

La simulación de agregación de MES y participación de mercado se demostró en los estudios de caso antes mencionados, arrojando los ingresos de MES esperados en los diferentes mercados considerados para el despliegue de flexibilidad. En particular, la herramienta de optimización MES incluyó flexibilidad en las adquisiciones diarias y posteriormente evaluó la flexibilidad de un MES basado en la programación optimizada con un día de antelación. Los MES investigados se evaluaron típicamente como parte de una cartera más amplia de activos de flexibilidad. La flexibilidad de negociación a nivel de cartera permite la provisión de capacidad de respaldo para el producto de flexibilidad negociado y el despacho dinámico de menor costo de los recursos dentro de la cartera, lo cual es beneficioso en comparación con la provisión de flexibilidad por unidades individuales. La cartera típica consta de unidades cogeneradoras para suministros industriales y comunitarios, generación hidroeléctrica de filo de agua ya sea con y sin embalses, respuesta de la demanda, conversión de energía a calor, grupos electrógenos diésel, energía eólica y fuentes fotovoltaicas. Un MES contribuiría entre un 20 % y un 40 % de la capacidad total de la cartera, según el caso de estudio específico.

En términos de los principales hallazgos, al comparar los costos marginales de la flexibilidad de bajada, es decir, el aumento de la demanda o la disminución de la generación, el cambio de otros combustibles (p. ej., gas) a la electricidad en un MES resultó ser mucho más barato que la restricción a las fuentes de generación renovable. Por ejemplo, sobre la base de los precios de mercado de la electricidad y el gas en 2019 en Italia, el cogenerador investigado podría haber pagado por la provisión de flexibilidad negativa un precio que era, en promedio, hasta el 26.8 % del precio de predespacho del mercado. Por el contrario, la limitación en la producción a las plantas de generación renovables para proporcionar la misma flexibilidad negativa habría provocado pérdidas de generación. Dependiendo de las reglas vigentes para el apoyo a la energía renovable y el mercado de flexibilidad, la reducción de la generación se evaluaría en un rango que va desde ningún costo adicional hasta el precio total de mercado. En el contexto de un marco eficiente de operación del mercado, tarifas de red e impuestos, un MES podría reducir la necesidad de restringir la generación de energía renovable

y simultáneamente reducir sus emisiones de carbono. Por ejemplo, una investigación de los resultados publicados de licitaciones indica que los MES ya tienen un impacto tangible en los mercados de servicios auxiliares en Alemania.

Los resultados del proyecto destacan el impacto de la incertidumbre en los MES y agregadores que participan en el mercado. Específicamente, si bien la provisión de flexibilidad generalmente conduce a ingresos adicionales y ahorros de costos, la calidad de la previsión de precios tiene una gran influencia en los ingresos. Por lo tanto, es fundamental contar con reglas justas y transparentes para distribuir los ingresos de la cartera entre las unidades participantes. El agregador debe implementar un método dinámico de participación en los ingresos y diferenciar entre las ganancias por provisión de reservas y la provisión de energía. La provisión de capacidad de respaldo interna también debe considerarse como un servicio interno y ser recompensada incluso si la capacidad no está activada. Como otro punto interesante, en los mercados de reserva de frecuencia con penalizaciones bajas (p. ej., tres veces el precio de mercado) por no cumplir con los requerimientos del servicio y donde la probabilidad de activación es baja, como en el mercado austriaco de mFRR, un proveedor de flexibilidad podría verse tentado a ignorar las reglas de respaldo, ya que los ingresos adicionales del aumento de los volúmenes de licitación pueden exceder los pagos de multas.

Diseños de mercado innovadores para maximizar la sinergia

Los sistemas de electricidad, gas y calefacción están desacoplados económicamente, con poca armonización. Tienen mercados separados con períodos de tiempo divergentes y características diferentes. En un comunicado reciente de la

Unión Europea “Estrategia para la integración del sistema energético”, la Comisión Europea destacó la necesidad de mercados eficientes, donde los precios reflejen todos los costos de los portadores de energía como un pilar importante de una economía climáticamente neutra. Una forma de lograrlo es rediseñar los mercados de energía para que se tengan en cuenta las sinergias entre diferentes portadores. Se pueden proponer varios diseños de mercado para reflejar mejor la interacción entre los portadores. El trabajo de los autores se centró específicamente en el calor, el gas y la electricidad, pero los conceptos podrían aplicarse fácilmente a otros portadores. Los diseños propuestos van desde un mercado de un solo portador, con predespacho del mercado secuencial para diferentes portadores (desacoplados), hasta un mercado de múltiples portadores totalmente integrado, en el que las dependencias entre los portadores se consideran explícitamente en los productos y los procesos de compensación. También propusimos diseños con mercados de portador único y múltiple a nivel local y mundial.

En el diseño de mercado desacoplado, existe predespacho del mercado separado (único) para diferentes portadores, cada uno dirigido por su portador de mercado. Los tiempos de mercado son tales que los participantes pueden readjustar sus posiciones para los próximos mercados, considerando el resultado de compensación de los anteriores. Por el contrario, en el diseño de mercado integrado, existe un mercado para diferentes portadores administrado por un portador único que coincide con todos los pedidos de los niveles local y mundial. Si bien se podría argumentar sobre los desafíos de implementación de un enfoque de este tipo, se puede considerar únicamente como un punto de referencia para el mayor bienestar social, que se acerca más a los modelos multienergéticos centralizados ya presentados en la literatura. Los posibles mecanismos de coordinación basados en una descomposición de un diseño de mercado multienergético integrado de un solo operador se discuten al final de esta sección.

Las novedosas “órdenes de conversión” introducidas en el diseño del mercado integrado facilitan la consideración de las interacciones entre los portadores durante la compensación del mercado. Las órdenes de conversión permiten comprar o vender energía a un portador, dependiendo de los precios de mercado obtenidos de otro portador en la misma instancia de tiempo. Son una herramienta con la que los participantes del mercado mitigan los riesgos relacionados con las previsiones de precios de diferentes portadores y un medio para acoplar los mercados de diferentes portadores. Una orden de conversión se especifica por la cantidad de energía que un participante del mercado está dispuesto a convertir en un paso de tiempo dado del horizonte de compensación del mercado, una eficiencia dada y un margen de precio (conversión) deseado. A diferencia de las órdenes complejas existentes en los predespachos de mercados europeos (como las órdenes en bloque y vinculadas), las órdenes de conversión afectan tanto a las restricciones del algoritmo de compensación del mercado como a su función objetivo.

tabla 4. Una comparación de los dos diseños de mercado de portadores múltiples propuestos.

Indicador	Diseño de mercado		
	Desacoplado	Integrado	Descentralizado integrado
Número de operadores del mercado	Uno por portador	Uno	Uno por portador
Eficiencia económica*	●	●	●
Nivel de confidencialidad [†]	●	●	●
● Alto ● Bajo			

*La suma de los excedentes económicos de todas las partes del mercado.

[†]El nivel de detalle de la información sobre las restricciones técnicas y económicas de la cartera subyacente de los participantes del mercado que debe compartirse con el operador del mercado.

Los resultados de nuestra simulación mostraron que, en el contexto del diseño de mercado integrado, se podría lograr la maximización global del bienestar social, mientras que en el contexto del diseño de mercado desacoplado, los pronósticos imperfectos generalmente resultan en una pérdida de ganancias e inviabilidades técnicas para las tecnologías de conversión y, por lo tanto, una menor eficiencia económica general. Sin embargo, en el mercado integrado, los participantes tendrían que compartir más información sobre sus carteras subyacentes (p. ej., eficiencia y precio de la conversión). Finalmente, dado que un diseño integrado involucra solo un mercado, es necesaria una organización de mercado completamente diferente.

La tabla 4 ofrece una descripción general de las diferencias entre los enfoques de diseño de mercado integrado y desacoplado. Como paso sucesivo, exploramos diseños integrados alternativos. Esto se hizo a fin de preservar la estructura organizativa actual, con operadores de mercado separados para cada portador, al tiempo que se permite la incorporación de pedidos de múltiples portadores. Estos diseños de mercado descentralizados integrados (tabla 4) se basan en diferentes descomposiciones matemáticas del algoritmo de compensación de diseño de mercado integrado. Analizamos dos diseños descentralizados integrados y demostramos que, bajo supuestos moderados, convergen en las mismas soluciones que el diseño completamente integrado. Esto tiene el precio de la compensación iterativa del mercado y el aumento de los costos de comunicación entre los gestores del mercado. No obstante, para aplicaciones prácticas, quedan muchas preguntas en términos de la implementación del concepto propuesto o al menos partes de él. Véase Torbaghan et al. en la sección “Lecturas complementarias” sobre diseños y algoritmos innovadores del mercado con multiportadores.

Principales lecciones aprendidas

Ciertamente, los MES pueden proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico. Se dan ejemplos en las secciones anteriores y en las figuras 6 y 7. Dependiendo del tipo de MES y las tecnologías involucradas, el volumen de flexibilidad disponible para negociar en los mercados de regulación de frecuencia puede ser importantes en comparación con la energía negociada en el predespacho del mercado. Por ejemplo, para el estudio de caso de ACS presentado anteriormente, incluso puede llegar al doble de la cantidad de energía negociada en el predespacho. Sin embargo, es posible que para lograrlo sea necesario un mayor uso de tecnologías más costosas y, por lo tanto, podría aumentar significativamente los costos operativos. Existen limitaciones desde el aspecto tecnológico y las perspectivas normativas y del mercado. Esta sección resume algunas de las principales lecciones que podrían extraerse en términos de la provisión de flexibilidad del and insert en el predespacho de los MES, particularmente aquellos que surgieron del proyecto MAGNITUDE.

Perspectivas tecnológicas

La prioridad de la operación de MES es satisfacer las necesidades de un proceso físico subyacente, como suministrar calefacción o refrigeración a los consumidores, producir papel o acero y tratar las aguas residuales. Esto impone limitaciones a la provisión de flexibilidad. En este sentido, los dispositivos de almacenamiento (p. ej., térmicos y de gas) pueden tener beneficios significativos al desacoplar los aspectos de producción y consumo dentro de un MES. El aumento de la flexibilidad disponible depende en gran medida del tipo de MES y su estrategia de operación. Por ejemplo, en los casos de estudio, se pudieron observar aumentos de la flexibilidad disponible desde un pequeño porcentaje (p. ej., 6.5 %) hasta un 250 %. Dependiendo del caso, los dispositivos de almacenamiento también pueden reducir los costos operativos. Otra limitación asociada proviene de la naturaleza altamente estacional de algunas cargas del MES, vinculada con el proceso subyacente. Los sistemas de calefacción y refrigeración urbana son buenos ejemplos, como en la figura 7.

Los productos comercializados en diferentes mercados (p. ej., mercados de regulación de frecuencia, como FCR, aFRR y mFRR) pueden tener requerimientos técnicos (p. ej., tiempos máximos de activación completa, disposiciones de duración mínima del servicio y productos simétricos) que no son compatibles con la capacidad real de algunas tecnologías. La gestión integrada de diferentes tecnologías a nivel de un sitio MES puede superar parcialmente tales limitaciones. En un nivel superior, la agregación de un MES dentro de una cartera más general con otros recursos flexibles permite la provisión de productos de mercado que el MES por sí solo no podría proporcionar. Finalmente, puede que la provisión de flexibilidad necesite comenzar y detenerse con mayor frecuencia para diferentes dispositivos de la central, así como rampas operativas que pueden afectar la vida útil del equipo. Es necesario analizar el impacto de la provisión de flexibilidad sobre el envejecimiento de los equipos. Los algoritmos de toma de decisiones relevantes deben incluir los costos asociados.

Perspectivas normativas y del mercado

El análisis detallado que se realizó sobre la contratación de los servicios seleccionados en los casos de estudio mostró una gran diversidad de mecanismos y reglas de mercado entre los países considerados y entre los sectores energéticos. Podemos observar similitudes para sistemas eléctricos con mecanismo de predespacho, gracias al acoplamiento del predespacho del mercado y las plataformas comerciales transnacionales. No obstante, hay mucha más diversidad para los mercados intradiarios e incluso más para el control y balance de frecuencia. Por ejemplo, dependiendo del país, para aFRR, el tiempo de activación completa requerido puede variar de 2 a 15 minutos, y el tamaño mínimo de oferta de 1 a 5 MW. Esto debería mejorar gracias a los procesos de armonización en curso dirigidos por los gestores del

mercado para las transacciones intradiarias y por los operadores de redes de transmisión europeos para la contratación de servicios de balance y regulación de frecuencia.

Siguen existiendo diferencias significativas para los precios de balance/desbalance, la gestión de la congestión y los mecanismos de capacidad. Por ejemplo, los mecanismos de capacidad pueden adoptar diversas formas, como mercados organizados, pagos por capacidad y reservas estratégicas. En algunos países, no existen mecanismos de capacidad. También existe una gran diversidad de mecanismos en el sector del gas. Eso es aún más cierto para las redes de calefacción, donde no hay desagregación, y podemos ver situaciones bastante heterogéneas de un área a otra (dentro del mismo país) e incluso de un MES a otro. Además, algunas reglas del mercado de electricidad pueden impedir o limitar la prestación de servicios por parte de un MES, por ejemplo, el acceso restringido a algunas tecnologías, los tamaños mínimos de oferta (véase el ejemplo anterior para aFRR) y la prohibición de la agregación total.

A pesar de las restricciones, los resultados preliminares muestran que la participación en los mercados de regulación de frecuencia generalmente genera ingresos para el propietario de un MES. La participación en el mercado energético intradiario es menos relevante debido a la baja liquidez y las diferencias insuficientes entre los precios de predespacho e intradiarios en los países considerados. La participación en la gestión de la congestión y los mercados de capacidad puede resultar rentable. La participación en mecanismos de reserva estratégica generalmente impide la actividad en otros mercados, lo que limita considerablemente los posibles ingresos de la provisión de flexibilidad. La rentabilidad de la provisión de flexibilidad depende en gran medida del diseño del mercado y del marco normativo. De hecho, depende no solo de los precios de la energía de los diferentes portadores (electricidad, gas y calefacción) sino de otros cargos que afectan los costos de MES, como tarifas de red, impuestos y tarifas para respaldar las fuentes de generación renovable. Por ejemplo, se pueden observar cargos de red de más del 30 % de la factura de electricidad, impuestos de más del 30 % y cargos de apoyo a las fuentes de energía renovable de más del 15 %. Estos pueden variar significativamente de un país a otro.

Dependiendo de su estructura, las tarifas de la red pueden incrementar significativamente los costos de participación de los MES en ciertos mercados. Además, en algunos países, los esquemas de apoyo a las energía renovable en otros sectores de la energía pueden impedir o limitar considerablemente la provisión de flexibilidad al sistema eléctrico. Por ejemplo, algunos esquemas imponen umbrales mínimos en la producción de calor a partir de fuentes de generación renovable. La provisión de flexibilidad puede requerir un mayor uso de tecnologías que no están reconocidas como fuentes de generación renovable en estos esquemas y, por lo tanto, pueden ser limitadas o prevenidas. Los estudios muestran que la provisión de

flexibilidad puede aumentar los costos operativos incurridos por un MES. Esto plantea interrogantes sobre la competitividad de los MES frente a otras fuentes de flexibilidad y el atractivo de la remuneración por flexibilidad con la estructura del pago (por capacidad de retención, energía entregada, etc.), que debería ser suficiente para cubrir los costos y riesgos adicionales incurridos y generar ingresos.

Por último, es necesario mejorar la coordinación entre los siguientes elementos:

- 1) *Operadores de red*: es necesaria una mayor coordinación entre los operadores de redes de transmisión y distribución y entre los operadores de redes de electricidad, gas y calefacción/refrigeración.
- 2) *Mercados de diferentes portadores de energía*: los resultados del proyecto muestran que una mejor coordinación entre las horas de cierre de las puertas de los mercados de electricidad y gas podría aumentar significativamente los beneficios de los MES.

Por lo tanto, se necesita un enfoque intersectorial mejorado dentro del marco normativo para aumentar la eficiencia de un sistema energético verdaderamente integrado y, por ejemplo, rediseñar los precios de la energía, los impuestos y los esquemas de incentivos para diferentes sectores de la energía de manera coordinada.

Agradecimientos

Este proyecto recibió financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea, mediante la concesión 774309. Este artículo y los resultados descritos en él reflejan únicamente la opinión de los autores. La Comisión Europea y la Agencia Ejecutiva de Innovación y Redes no son responsables del uso que pueda hacerse de la información que contiene. Los autores agradecen las contribuciones de Nicole Pini y Vincenzo Casamassima.

Lecturas complementarias

Comisión Europea, “Powering a climate-neutral economy: An EU strategy for energy system integration” (Impulso de una economía climáticamente neutra: una estrategia de la UE para la integración del sistema energético), Bruselas, Bélgica, 2020. [En línea]. Disponible: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

G. Chicco, S. Riaz, A. Mazza y P. Mancarella, “Flexibility from distributed multi-energy systems” (Flexibilidad de los sistemas multienergéticos distribuidos), *Proc. IEEE*, vol. 108, n.º 9, págs. 1496–1517, sept. de 2020. doi: 10.1109/JPROC.2020.2986378.

L. Cauret, R. Belhomme, P. Raux-Defossez, S. Nöspberger, J. Steinbeisser y J. Pagán Carpe, “Flexibility provision through enhanced synergies between electricity, gas and heat systems: A comparative analysis of market and regulatory frameworks in seven case study countries” (Provisión de flexibilidad a través de sinergias mejoradas entre los sistemas de electricidad, gas y calefacción: un análisis comparativo

de los marcos normativos y de mercado en siete casos de estudio con países), *IET Energy Syst. Integr.*, vol. 2, n.º 2, págs. 133–143. doi: 10.1049/iet-esi.2019.0062.

E. Corsetti, S. Riaz, M. Riello y P. Mancarella, “Modeling and deploying multi-energy flexibility: The energy lattice framework” (Modelado y despliegue de flexibilidad multienergética: el marco de la estructura energética), *Appl. Energy*, pendiente de publicación. doi: 10.1016/j.adapen.2021.100030.

S. Shariat Torbaghan et al., “Designing day-ahead multi-carrier markets for flexibility: models and clearing algorithms” (Diseño de mercados de múltiples portadores con predespacho para la flexibilidad: modelos y algoritmos de compensación), *Appl. Energy*, vol. 285, pág. 116, 390, 1 de mar. de 2021. doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116390.

“Main results including public deliverables” (Principales resultados, incluidos los entregables públicos). Magnitude. <https://www.magnitude-project.eu/results-and-publications/main-results-including-public-deliverables/> (consultado en 2021).

Biografías

Regine Belhomme pertenece a Electricité de France, Palaiseau, 91120, Francia.

Edoardo Corsetti pertenece a Ricerca sul Sistema Energetico, Milán, 20134, Italia.

Christoph Gutschi pertenece a cyberGRID, Viena, 1190, Austria.

Kris Kessels pertenece a Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, Genk, 3600, Bélgica.

Ana Virag pertenece a Vlaamse Instelling voor Technologisch Onderzoek, Genk, 3600, Bélgica.

Meysam Qadrda pertenece a Universidad de Cardiff, Cardiff CF10 3AT, Reino Unido.

Xiandong Xu pertenece a Universidad de Cardiff, Cardiff CF10 3AT, Reino Unido.

Hailong Li pertenece a Mälardalens Högskola, 722 20 Västerås, Suecia.

Jakub Jurasz pertenece a Mälardalens Högskola, 722 20 Västerås, Suecia.



protección contra cortocircuitos

los desafíos en los primeros años

DURANTE LA HORA PUNTA DE LA tarde del 24 de julio de 1903, el Ferrocarril Elevado de Manhattan en la ciudad de Nueva York tuvo una interrupción que comenzó en la estación eléctrica de la Calle 74 y afectó rápidamente todo el sistema. Esta estación; una de las más avanzadas de su época, llevaba solo siete meses de funcionamiento. Contenía ocho alternadores trifásicos de 5,000 kW, 25 Hz y 11,000 V accionados por motores alternativos a vapor. La figura 1 muestra uno de estos motores a vapor verticales unido a un alternador multipolar de gran diámetro. Un esfuerzo frenético hizo posible volver a poner en funcionamiento el sistema al final de la tarde. Sin embargo, justo antes de la medianoche, se presentó otra falla importante. Los trenes volvían a circular después de 24 horas, pero se desconocía la causa de la interrupción, lo que generó mucha especulación en la prensa de ingeniería.

Tres años después del episodio de Manhattan, la central de la Calle Fisk de Commonwealth Edison en Chicago fue el foco de una interrupción importante producida por el recalentamiento del generador. Esta fue la primera central en emplear grandes alternadores turbo. Una de estas unidades se muestra en la figura 2. El alternador de cuatro polos estaba montado sobre la turbina. Como sucedió con la estación de la Calle 74, nadie estaba seguro de qué había provocado estas fallas.

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3073228
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021

En la columna “Historia” de esta edición, exploramos los desafíos de la protección contra fallas en los primeros años de electrificación. Comenzando en la década de 1890 para llevarnos hasta la década de 1920, este artículo aborda los primeros dispositivos de protección, como fusibles, interruptores de palanca, disyuntores y el uso de reactores limitadores de corriente. También se aborda el rol que tuvieron los primeros análisis de circuitos de CA y sus técnicas en la evolución global de los equipos de protección contra cortocircuitos.

Damos la bienvenida a Robert D. Barnett por sexta vez a la columna “Historia” de nuestra publicación *IEEE Power & Energy Magazine*. Miembro Vitalicio del IEEE, Robert se graduó de la Universidad de Waterloo y el Niagara College. En 1982 formó la Niagara Society for Industrial History como un grupo de apoyo para un museo propuesto en una antigua central eléctrica en las Cataratas del Niágara, y ha escrito sobre la historia de este tema.

John Paserba,
Editor Asociado, “Historia”

En 1909, siete de estos generadores de Commonwealth habían presentado fallas similares. De acuerdo con Schuchardt y Schweitzer en una publicación de *AIEE Transactions* de 1911: “... las espiras extremas de la armadura se habían desprendido y las bobinas estaban bastante averiadas”. La pérdida en ingresos fue enorme. Hubo varios casos similares pero menos catastróficos de interrupciones en otras estaciones generadoras donde no existía una razón obvia para que ocurrieran.

El mejor talento en ingeniería de los principales fabricantes eléctricos pasaría los próximos 20 años desarrollando teorías y diseñando soluciones. Por el daño producido, estaba claro que los equipos habían tenido cortocircuitos de una magnitud nunca antes vista.

Con el tiempo quedaría en evidencia que las fallas a tierra intermitentes en arco degradaban el aislamiento de los cables. La menor reactancia de los alternadores turbo de cuatro polos había contribuido a la gran corriente de cortocircuito en la central de la Calle Fisk. No obstante, no fue hasta el fin de la Primera Guerra Mundial que estos problemas se controlaron completamente.

De hecho, durante este periodo, hubo tres problemas interrelacionados. El primero fue una evolución en la comprensión del análisis de los circuitos de CA. Se necesitaba un método simple que resolviera los circuitos de CA, así como una forma directa para calcular los niveles de fallas en cualquier momento en sistemas interconectados de gran escala. El segundo problema era

la incapacidad de percibir cuánto afectaría el rápido desarrollo de nuevas estaciones generadoras interconectadas en condiciones de cortocircuitos. En tercer lugar, había una filosofía de diseño deficiente del interruptor, generada por una falta de comprensión de la dinámica del arco formado tras la apertura de los contactos del interruptor y la posterior sobretensión que podía provocar.

El problema de sobretensión se había observado a fines de la década de 1880. El profesor George Forbes, que había elaborado el primer diseño de alternador del Niágara, señaló en *The Electrician* en 1893: "... sería una ignorancia culpable, la ruina de la maquinaria, si alguien alguna vez, en un circuito eléctrico extenso con corriente alterna, repentinamente cortara el circuito mientras pasa la corriente". En 1893, Sylvanus P. Thompson, una autoridad muy respetada en materia

de electricidad de la época, sugirió en "The Distribution of Power From Niagara" (La distribución de energía desde Niágara) que "Las dificultades en las estaciones producto de flujos repentinos de corriente rara vez ocurren ahora; todos los ingenieros redujeron la velocidad de sus máquinas antes de cortar los circuitos, y los interruptores principales prácticamente no se utilizaban".

Un ingeniero moderno solo puede ver estas dos aseveraciones como simplificaciones exageradas, sin embargo, fueron hechas por dos de los ingenieros más respetados del siglo XIX. Fue por estos motivos que los primeros grandes alternadores se instalaron sin interruptores, fusibles o protección contra cortocircuitos de algún tipo. Aunque contaban con interruptores de desconexión, estos no tenían por objeto ser abiertos bajo carga. Se esperaba que los campos del alternador se desabastecieran para

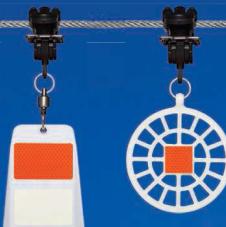
eliminar la falla. Esa era la solución que funcionaba en 1895, cuando los pocos alternadores de gran tamaño que existían normalmente suministraban una sola carga. Cinco años después, se desarrollaría una historia diferente.

Análisis de circuitos

A fin de entender por qué estos ingenieros y otros como ellos tenían estas ideas en ese tiempo y que ahora están obsoletas, es necesario que observemos el nivel de conocimientos de la década de 1890. En esa época, la carga de CA era principalmente de iluminación y la corriente era de aproximadamente solo diez amperios. La CC también se utilizaba para las cargas de iluminación y de motor, pero estos circuitos transportaban menos de unos pocos cientos de amperios. En algunos casos, se suministraban CC más altas para los motores de tracción ferroviaria, pero incluso mientras se

making life visibly safer

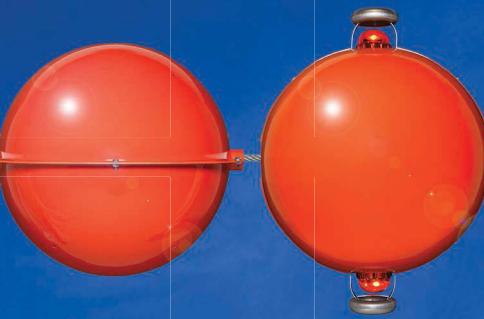
BIRD DIVERTERS



FireFly® & BirdMark®

The most effective bird diverters in independent studies.

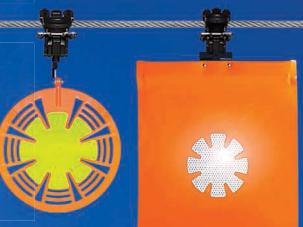
POWER LINE MARKERS



SpanGuard™ & SpanLite™

Mark any line. Anywhere.
Standard & self-illuminated markers.

LOW LINE MARKERS



QuikMark™ & SpanMark™

Saving lines & saving lives.
Snaps directly onto live lines.

P&R TECH

800-722-8078 • pr-tech.com

6874

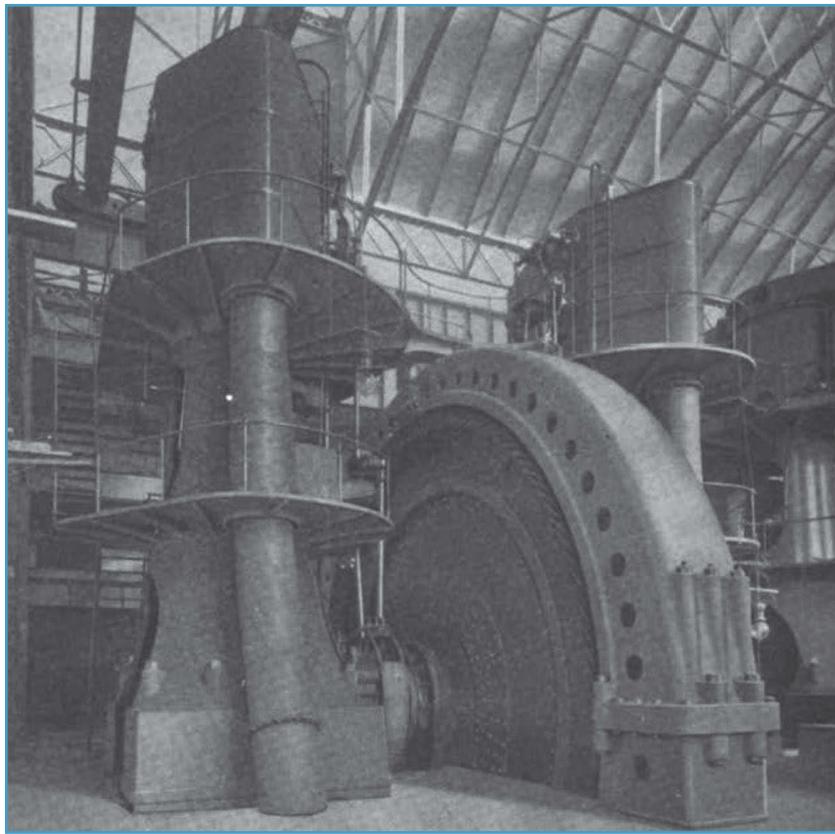


figura 1. Un motor alternativo a vapor en la estación eléctrica de la Calle 74 del Ferrocarril Urbano Metropolitano de Manhattan puesto en servicio en 1902 [Fuente: "The Electrical Equipment of the Manhattan Railway" (El equipo eléctrico del ferrocarril Manhattan), *Street Railway Review*, vol. 12, n.º 2, pág. 98, 1902].

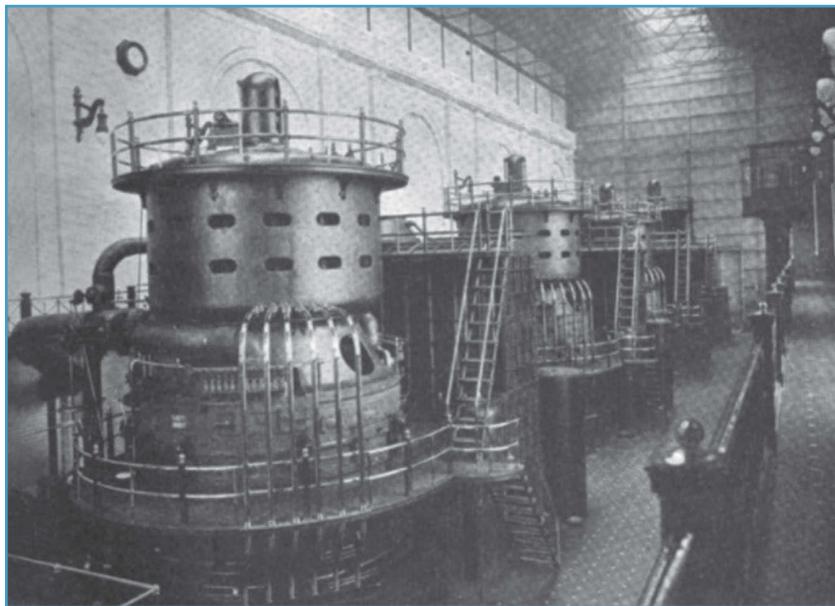


figura 2. Las turbinas a vapor de la estación de la Calle Fisk en servicio hacia 1907. Debido a su posición vertical, es posible notar su parecido con una turbina hidráulica [Fuente: Western Electrician, "Fisk Street Station of the Commonwealth Electric Company" (Estación de Fisk Street de la Commonwealth Electric Company), *Western Electrician*, vol. 38, n.º 1, pág. 1 de ene. de 1906].

expandía el negocio de la tracción, esto no representaba problemas.

La CC era fácil de comprender. Seguía las leyes de Ohm y Kirchoff, y varios otros teoremas de redes. La CC y la tensión se calculaban fácilmente en cualquier momento en una red. Los fusibles y interruptores se utilizaban ampliamente para proteger los circuitos y equipos, y en su mayor parte, eso funcionaba bien. Incluso los arcos de CC más viciosos podían extinguirse, normalmente alargándolos lo suficiente. Esto podía realizarse con un soplado magnético. Por lo general, las tensiones no eran mayores a 600 V de CC. Las corrientes de falla no eran excesivas, debido a que era común la idea de "una máquina, un circuito".

Incluso cuando se conectaban varias máquinas de CC a un nodo de la estación, las estaciones generadoras no se interconectaban. Charles Steinmetz, quien escribió sobre los cortocircuitos en las redes de CC en una publicación de *AIEE Transactions*, sostuvo lo siguiente en 1920:

En los antiguos sistemas generadores de corriente continua de 250 voltios, a partir de los cuales se han desarrollado la mayoría de los grandes sistemas metropolitanos, la subdivisión en una serie de estaciones generadoras limitó la potencia que podía desarrollarse en cualquier momento, y por consiguiente su capacidad de destrucción, por la resistencia de los alimentadores.

Con la CA ocurrió una historia diferente.

Durante ese tiempo, la ingeniería eléctrica solo había sido reconocida recientemente como una disciplina separada. Muchos ingenieros eléctricos se habían iniciado en la disciplina mecánica o civil. Incluso para los ingenieros eléctricos muy respetados hubo grandes brechas en cuanto al conocimiento teórico. Pocos comprendieron completamente lo diferente que era la CA de la CC. Era diferente no solo a nivel de corriente de cortocircuito disponible, sino también en cuanto a la sobretensión que podía producirse por una corriente de falla

intermitente. La CA no parecía seguir el mismo comportamiento que regulaba a la CC. La reactancia capacitiva e inductiva no se entendían bien en ese tiempo y, en muchos casos, no se entendían en absoluto.

P. N. Nunn, uno de los pioneros de la CA que diseñó e instaló el proyecto hidroeléctrico Telluride Power Co. en Colorado, explicaba: "En 1890, la corriente alterna era simplemente anómala; no seguía la ley de Ohm y se 'atascaba' en sus circuitos". Además, estaba el curioso caso de Sebastian Ziani de Ferranti, ¡quien se encontró con problemas donde la tensión en el extremo receptor era mayor que en el extremo de transmisión! ¿Cómo podía ser posible? Con toda certeza, eso no ocurría en los circuitos de CC. La respuesta no era obvia en ese tiempo.

En ciertos casos, un concepto tan básico como la ley de Ohm no se entendía completamente. Harold W. Buck, un eminent ingeniero eléctrico y ex-presidente del AIEE, quien, en 1894, se graduó de la Universidad de Yale, escribió en 1901 en una publicación de *AIEE Transactions* que "... prácticamente no ha habido daños con 11,000 voltios de una leve corriente". Y continúa: "... con 6,600 voltios es indudable que un cortocircuito haría pedazos el cable por una mayor corriente". Parece confundir la situación de cortocircuito con el concepto de potencia constante cuando se trata de tensiones de transmisión.

En ese caso más bien forzado, se requiere menos corriente para transmitir un bloque determinado de potencia cuando se utiliza un mayor tensión. Sin embargo, suponer que una mayor tensión aplicada a un cortocircuito producirá menos corriente es una violación flagrante de la ley de Ohm. Se podría suponer que Buck lo sabía. Una revisión de la sección de análisis de la publicación que realizó este autor demostró que nadie se lo había dicho.

Además, no había forma de registrar eventos de tan corta duración durante ese tiempo. Aun cuando se había inventado el oscilógrafo a fines de la década de 1890, pasarán unos años antes de que fuera lo suficientemente sensible

para registrar aproximadamente 1/25 a 1/60 de segundo. Esto hacía difícil entender qué ocurría en un circuito cuando un interruptor frenaba el flujo de corriente. La figura 3 muestra la relación de la tensión y la corriente cuando se presenta una falla. Esto da alguna

idea de lo que los ingenieros enfrentaban antes de que pudieran "ver" dichos eventos complicados que ocurrían en un espacio de tiempo tan breve, entre 2 y 4 ms.

No obstante, probablemente el mayor problema era que los métodos de



Close Projects Faster

Pole joint use and 5G colocation
simplified, secured and automated.

varasset.com

varasset®
Software that works

fasores que se utilizan en la actualidad no estaban disponibles en esa época. Podemos hacernos una idea de las dificultades que se tenían en ese tiempo por el libro *Corrientes alternas*. La primera sección trata el análisis de circuitos utilizando la clásica ecuación de circuitos que normalmente se encuentra solo al estudiar la respuesta a los circuitos de CC. En el caso de los circuitos de CA, por otro lado, se agrega una función forzada de onda senoidal e .

Se supone que cuando hubiera una red implicada, se tendría que resolver cada componente por separado y luego

se podría llegar a una solución global utilizando el teorema de superposición. En 1893, Steinmetz publicó su artículo sobre análisis de circuitos de CA utilizando números complejos en *Registros del Congreso Internacional de Electricidad*. Presentó el operador J y simplificó en gran medida en análisis de circuitos de CA. Sin embargo, no es hasta el artículo de Harold Pender de julio de 1908 en una publicación de *AIEE Transactions* que vemos un método que reconocerían los ingenieros modernos.

Para 1905, los sistemas eléctricos de CA habían aumentado superando

con creces las expectativas de sus ingenieros originales, pero este aumento en la carga llegó con un incremento en el nivel de capacidad de destrucción de los cortocircuitos. La publicación de 1901 en *AIEE Transactions*, "Performance of an Artificial Forty-Mile Transmission Line" (Rendimiento de una línea de transmisión artificial de cuarenta millas) de W.S. Aldrich y G.W. Redfield, describía una línea de transmisión experimental a gran escala en la Universidad de Illinois construida para estudiar estas condiciones. La necesidad de construir una línea de esta magnitud a fin de estudiar las fallas es una indicación de lo seria que había llegado a ser la situación de análisis.

En 1919, Westinghouse construyó una red de cálculo de cortocircuitos en miniatura. Esto ayudó en parte, pero para 1920, los grandes sistemas aislados de las primeras dos décadas del siglo XIX estaban a punto de interconectarse. Lo que había sido un cálculo laborioso de las corrientes y tensiones del sistema en condiciones de estado estacionario se hizo prácticamente imposible tratándose de fallas y transitorios. En los siguientes 15 años, la situación solo empeoraría.

Charles Fortescue publicó su artículo "Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks" (Método de coordenadas simétricas aplicado a la solución de redes polifásicas) en junio de 1918 en *AIEE Transactions*. Ahora era posible calcular una corriente de cortocircuito, pero todavía no era una tarea fácil. En esta publicación de 89 páginas describía un método para solucionar un sistema polifásico desbalanceado utilizando tres sistemas balanceados, aunque esa no es la técnica que se utiliza actualmente cuando se emplean componentes simétricos. El método evolucionó a un uso más práctico cuando Charles F. Wagner y Robert Evans publicaron su libro *Symmetrical Components* (Componentes simétricos) en 1933 y cuando Edith Clarke publicó su obra *Circuit Analysis of AC Power* (Análisis de circuitos de potencia CA) en 1941. Desde entonces, otros

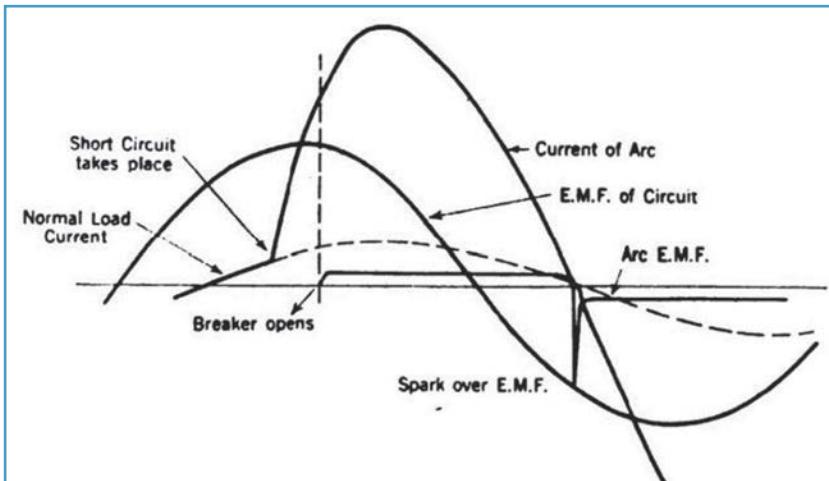


figura 3. Las curvas de cortocircuito de un disyuntor en aceite en una carga inductiva mostrando la fuerza electromotriz (FEM) [Fuente: K.C. Randall, "Notes on Arc Phenomena and Tendencies in Design" (Notas sobre el fenómeno de arcos y tendencias de diseño), *AIEE Transactions*, vol. 34, parte 1, pág. 252, 1915].

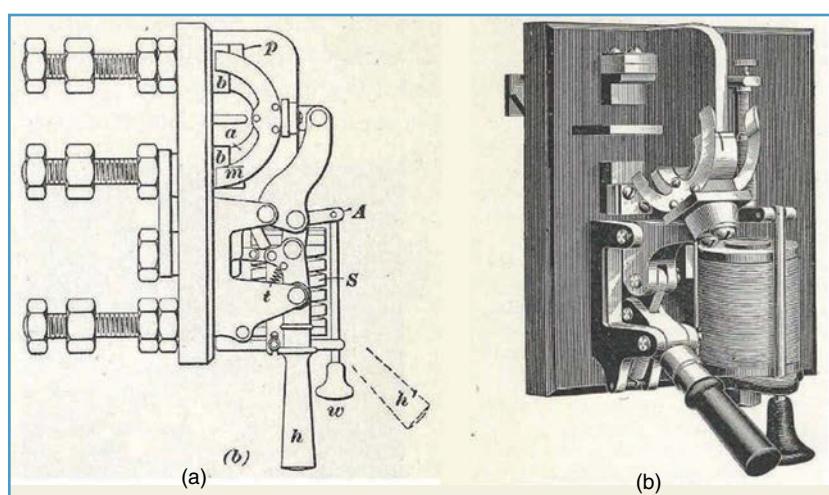


figura 4. Un (a) esquema y una (b) ilustración de uno de los primeros disyuntores de CC [Fuente: *Electric Lighting and Railways* (Ferrocarriles e iluminación eléctricos), International Textbook Company, sec. 17, págs. 29–31, 1901].

han desarrollado métodos que simplifican aún más estos cálculos, culminando en programas computacionales modernos que han incluido esta clase de cálculo en los escritorios de los ingenieros eléctricos de hoy.

Capacidad de generación

Según el Censo de los EE. UU. de 1907, la capacidad de producción de las estaciones generadoras se había duplicado con creces en cinco años, pasando de 1,212 MW en 1902 a 2,709 MW en 1907. La producción había alcanzado los 5,000 MW para 1912, de acuerdo con lo informado por el censo de los EE. UU. ese año, y un consiguiente aumento en la corriente de cortocircuito disponible. Edwin W. Rice, quien había llegado a ser presidente de General Electric, escribió en 1901 en una publicación de *AIEE Transactions*:

El enorme aumento en el uso de electricidad... ha requerido cambios importantes en nuestras estaciones generadoras... en el tamaño de la maquinaria y los potenciales eléctricos empleados. No obstante, se puso en funcionamiento una serie de máquinas de gran tamaño con métodos relativamente insuficientes de commutación y control.

Rice se refería a su diseño de estación en la Calle 96 de la Metropolitan Traction Company, que comenzó a operar en 1899. Como solución al problema, GE desarrolló el interruptor de aceite en H, pero demostró ser inadecuado casi apenas fue instalado.

A.R. Cheney, un ingeniero de Westinghouse, sostuvo en 1910 en una publicación de *AIEE Transactions* que su preocupación sobre los "sistemas de estaciones centrales de rápido crecimiento" en que "ni el fabricante ni el operador han puesto algún límite de seguridad absoluta sobre qué magnitud de sistema es capaz de proteger completamente dicho interruptor", apuntando a la introducción de la turbina de vapor como una de las causas de preocupación. Estas turbinas de alta velocidad requerían alternadores con dos o cuatro polos para producir los 25 o

60 Hz que utilizaban la mayoría de los sistemas eléctricos. Una cantidad reducida de polos se traducía en una menor autoinductancia. Por lo tanto, cuando se presentaba un cortocircuito, había menos impedancia en el circuito de la que habría habido con motores alternativos a vapor o turbinas hidráulicas.

Independientemente del tipo de motor principal, los alternadores se estaban produciendo con mucha mayor capacidad en cuanto a producción eléctrica de lo que eran a finales del siglo XIX, aumentado de 5,000 a 20,000 kW. Además, se estaba convirtiendo en una práctica común en los

Next time
you're in a
tough spot,
think of us



Aerial Cable Systems by Hendrix: Navigating tough environments

Power providers around the world rely on Hendrix, the Aerial Cable System originator, to help overcome these obstacles.

- Heavily Treed areas
- Wildfire Mitigation
- Limited Right-of Way
- Long Spans
- Substation Exits
- Underbuilds
- Overbuilds

Contact us today for
a customized quote.

We can design, supply, install,
and maintain your Hendrix
Aerial Cable System.

Hendrix
AERIAL CABLE SYSTEMS

Marmon Utility LLC

(603) 673-2040
marmonutility.com





figura 5. Una prueba de interruptor de aire. [Fuente: E.W. Rice, "The Control of High Potential Systems of Large Power" (El control de sistemas de alto voltaje con gran potencia), *AIEE Transactions*, vol. 18, pág. 414, ago. de 1901].

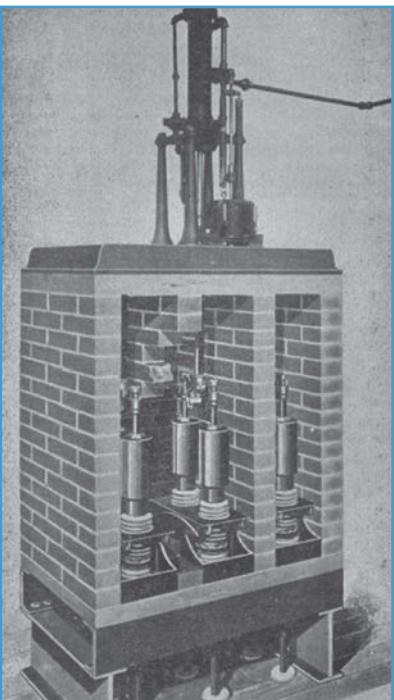


figura 6. Un interruptor de aceite tipo H operado de forma neumática [Fuente: "The Control of High Potential Systems of Large Power" (El control de sistemas de alto voltaje con gran potencia), *AIEE Transactions*, vol. 18, pág. 410, 1901].

grandes centros urbanos interconectar varias estaciones generadoras en paralelo. Esto tuvo el efecto de producir un fuente muy grande de energía para alimentar un cortocircuito.

En 1911, Schuchardt y Schweitzer sostuvieron en una publicación de *AIEE Transactions* que, con el objetivo de mantener una alta confiabilidad, uno de los principales problemas es limitar la cantidad de energía que puede fluir en una falla, y dan cuenta de su profundo estudio sobre el tema. Se habían utilizado reactores o bobinas de choque buscando limitar la corriente en los circuitos de CC y una parte de pararrayos, pero ahora se propone que se utilicen como medios para limitar la corriente de cortocircuito en los sistemas de CA.

Al año siguiente, varias publicaciones de *AIEE Transactions* trataban sobre reactores limitadores de energía. En 1914, se utilizaban en muchos de los sistemas de mayor dimensión y, para principios de la década de 1920, se ha-

bían convertido en una práctica estándar, especialmente en sistemas de gran potencia suministrada por alternadores turbo.

Diseño de los interruptores

Pese a que se habían utilizado durante algún tiempo, los fusibles solían ser enlaces abiertos de metal insertados entre dos terminales. Como tal, no eran apropiados para interrumpir cortocircuitos fuertes. Cuando se presentaba una falla de gran magnitud, los fusibles prácticamente explotaban y esparrían partículas fundidas de metal, provocando más daño a veces a los equipos eléctricos circundantes que previniendo. Se habían desarrollado los disyuntores en un intento por resolver este problema.

Los primeros interruptores no eran más que un interruptor de palanca en el que una cerradura retenía las cuchillas contra un resorte. Cuando había una condición de sobrecorriente, la corriente que fluía en un electroimán activaba la cerradura en una potencia

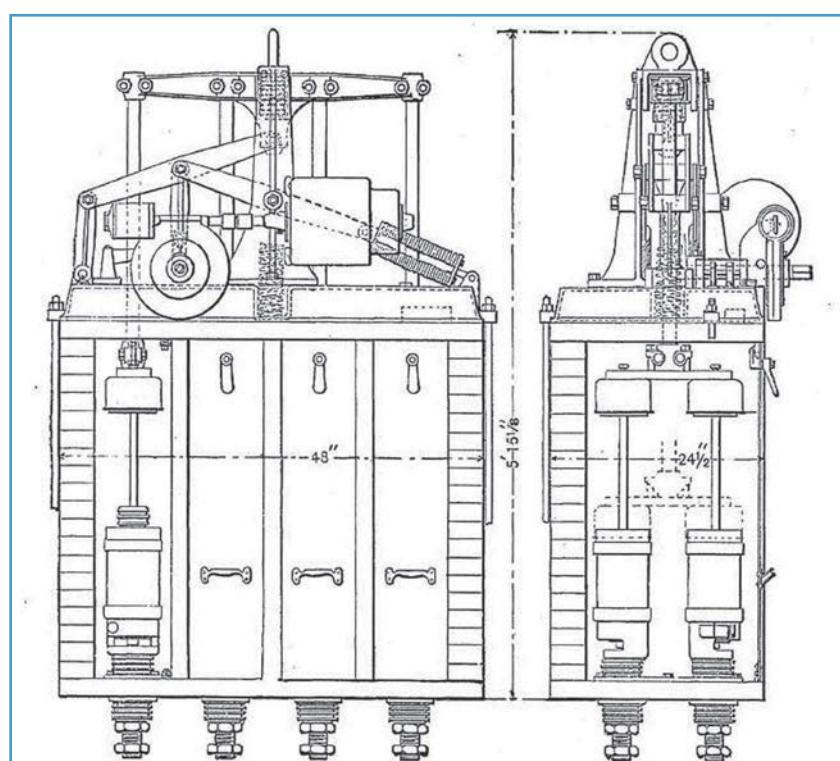


figura 7. Un disyuntor en aceite tipo H bifásico [Fuente: H.W. Buck, "The New Generating Plants of the Niagara Falls Power Company" (Las nuevas centrales generadoras de la Compañía Eléctrica de las Cataratas del Niágara), *AIEE Transactions*, vol. 19, pág. 774, junio de 1902].

predeterminada. La figura 4 muestra un típico disyuntor de CC. Debido a que su mayor área de aplicación era en los ferrocarriles eléctricos de CC, este tipo de disyuntor se hizo conocido como disyuntor ferroviario. El arco se retraía al aire libre y pronto se entendió que, con más corrientes de falla, el arco abierto se había vuelto peligroso y que, en muchos casos, no era mejor que los fusibles. Al utilizarse en sistemas grandes de CA de alta tensión, las deficiencias de estos disyuntores pronto se hicieron evidentes.

Uno de los primeros en comprenderlo fue Edwin Rice, quien diseñó el sistema eléctrico de la estación eléctrica de la Calle 96. La principal carga de esta estación era la CC suministrada a los vagones de transporte. Los generadores síncronos que abastecían a los convertidores de subestaciones funcionaban con frecuencia en paralelo con grandes bancos de baterías de almacenamiento. Los convertidores eran máquinas eléctricas bobinadas de tal forma que tuvieran un motor síncrono y un generador de CC armados como una sola máquina. Cuando había un cortocircuito en alguna parte del sistema, tanto los generadores de CA de las estaciones como los convertidores de subestaciones alimentaban la falla.

En 1901, Rice escribió en una publicación de *AIEE Transactions*:

...era evidente que las características de una carga así evitaban que se confiara en la apertura del circuito de excitación de los generadores de CA en caso de que se necesitara una interrupción general, ya que bajo ciertas condiciones los convertidores rotativos suministrarían suficiente corriente de magnetización para excitar estos generadores, incluso con el bobinado de campo de los generadores no excitados.

Al darse cuenta de que la protección de los equipos se había vuelto un problema grave, los ingenieros eléctricos comenzaron a buscar un reemplazo para el interruptor ferroviario. A partir de 1899, una gran cantidad de publicaciones que trataban sobre los

problemas de interrupción de cortocircuito comenzaron a aparecer en *AIEE Transactions* y otras revistas. Los autores de *AIEE Transactions* eran, en su mayoría, empleados de las dos principales fuerzas de finales del siglo XIX en los Estados Unidos —Westinghouse y General Electric— o ingenieros del

personal de las principales empresas de generación eléctrica.

Originalmente, Westinghouse estaba experimentando con una mejora en los interruptores de aire. Sin embargo, los ingenieros descubrieron que los arcos al aire libre no se extinguían fácilmente y los grandes espacios de

EasyPower Power System Analysis As Easy As

- Easy to Learn and Use
- Fast Results

Try instantly online or download a free demo copy at:
www.EasyPower.com/demo

EasyPower®
Power made easy.

aire requeridos daban lugar a un diseño menos que compacto. Además, encontraron que el tiempo en que los arcos estaban presentes provocaba un aumento de la resonancia inaceptable en la tensión que, posteriormente, derivaba en más fallas por el aislamiento dañado. La figura 5 muestra un arco alargado durante unas pruebas en Kalamazoo, Michigan.

Por otra parte, General Electric comenzó a desarrollar un interruptor que podía extinguir un arco con aceite. A partir de su trabajo en la Metropolitan Traction Co. de la ciudad de Nueva York, los ingenieros se dieron cuenta de que la potencia instalada de los generadores y la forma en que estaban conectados a su carga pronto requeriría un nivel de protección que no se había diseñado aún. El resultado fue el interruptor en H. Unos años después, Westinghouse abandonaría el concepto de aire y produciría su propio interruptor en aceite.

**TANA WIRE
MARKERS**



- Meets FAA Specifications!
- Color – Size – Shape!
- International Orange
- Tested and approved by major power companies!
- Thousands still in service after 40 years
- Universal attaching! Fits any wire .1" to 1"!
- Installs in 5 minutes!
- Withstands hail!
- No maintenance! Does not slip, oscillate, chafe, cause electrolysis or harmonic vibration.
- Ships in halves nested.

9, 12, 20, 24, 30, and 36" balls & special sizes available

Call now 573-796-3812
ext. 2001
Fax 573-796-3770
www.tanawiremarker.com
TANA WIRE MARKERS

P.O. Box 370, California, MO 65018

El interruptor de aceite se había utilizado durante varios años. C.E.L. Brown, de la europea Brown Boveri, diseñó uno de los primeros interruptores en aceite en 1898. Elihu Thomson patentó un interruptor manual en 1894, y Alexander Wutz, ingeniero de Westinghouse, también patentó un interruptor. Pero estos no eran interruptores de potencia.

General Electric fue el primero de los grandes fabricantes de equipos en trabajar en un interruptor eléctrico de aceite. Para 1900, había puesto en servicio un interruptor de circuito eléctrico de aceite de 6,000 V en el Ferrocarril Metropolitano (figura 6), que fue designado en H. La primera instalación de

este interruptor fue en el sistema bifásico de la segunda central de Adams en las Cataratas del Niágara, Nueva York (figura 7). Para ese entonces, Westinghouse se percató de las limitaciones del interruptor de aire y, en 1905, lanzó su interruptor tipo G. En esa época, el término *comutador de aceite* había cambiado a *interruptor en aceite*.

La figura 8 muestra el recipiente de aceite de un disyuntor en H. Según E.M. Hewlett, ingeniero de GE con varias patentes que trataban sobre la interrupción de corriente en un análisis de una publicación de 1919 en *AIEE Transactions* de A.R. Cheyney, la alta capacidad de ruptura del interruptor

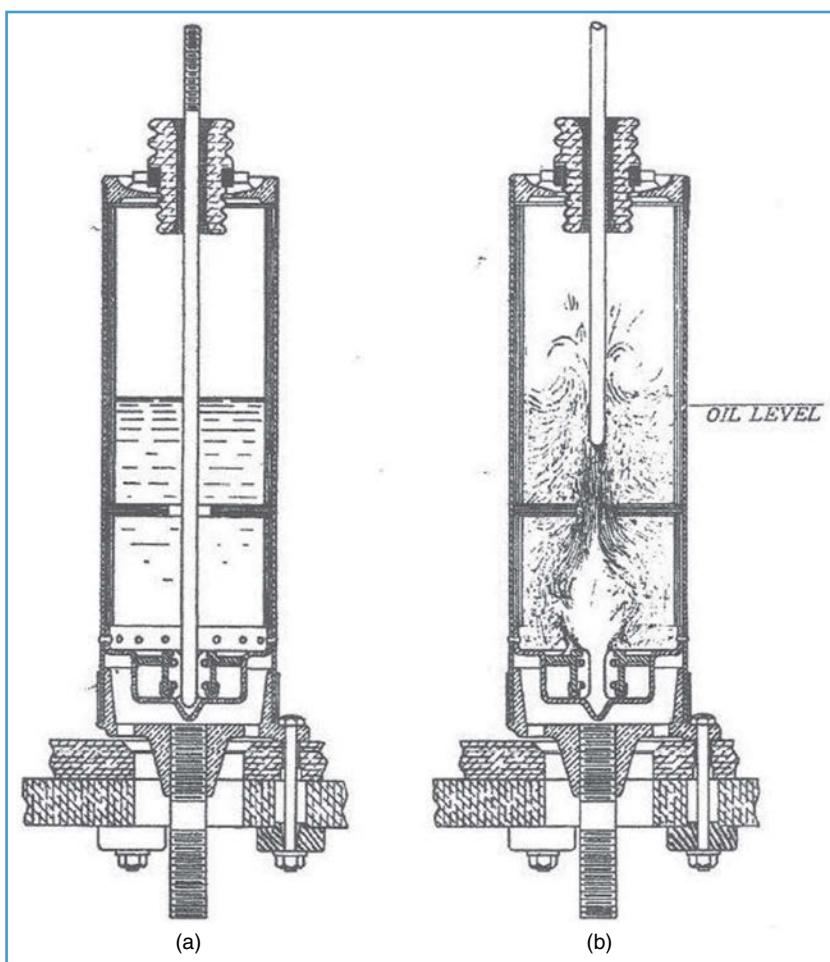


figura 8. Un recipiente de aceite de un interruptor. [Fuente: A.R. Cheney, "The Modern Oil Switch With Special Reference to Systems of Moderate Voltage and Large Ampere Capacity" (El interruptor de aceite moderno con referencias especiales a sistemas de tensión moderada y gran capacidad de amperios), *AIEE Transactions*, vol. 29, parte 2, pág. 1122, 1910. Análisis de E.M. Hewlett].

(continúa en la pág. 117)

conozca a los candidatos

Elecciones de la sociedad

COMENZANDO EN AGOSTO, SE llevarán a cabo las elecciones para los cargos de presidente electo, secretario y tesorero de la Power & Energy Society (PES) del IEEE. Los candidatos son los siguientes:

- ✓ presidente electo: Shay Bahramirad, Lina Bertling Tjernberg y Edvina Uzunovic
- ✓ secretario: Sri Niwas Singh y Jonathan Sykes
- ✓ tesorero: Juan Carlos Montero y Nirmal K.C. Nair.

Los candidatos elegidos ejercerán el cargo durante el periodo 2022-2023. Si desea saber más acerca de los candidatos antes de emitir su voto, lea las biografías y las declaraciones de los candidatos que figuran a continuación. Visite el sitio web de la PES (<https://www.ieee-pes.org>) para obtener la información más actualizada.

Candidatas a Presidente electo

Shay Bahramirad



La Dra. Shay Bahramirad es vicepresidenta de Clima y Resiliencia en Quanta Technology y profesora adjunta en el

Instituto de Tecnología de Illinois. Asesora a ciudades y empresas de servicios

públicos sobre la evaluación de riesgos operativos y en el desarrollo de estrategias de mitigación para adaptarse al cambio climático. Su investigación y docencia se centran en microrredes, elementos de energía sustentable y redes inteligentes. Ha ocupado varios puestos ejecutivos en el sector de la energía, incluida la vicepresidencia de Ingeniería y Red Inteligente en ComEd, la empresa de servicios eléctricos de Illinois. Es la vicepresidenta de Nuevas Iniciativas y Alcance de la PES del IEEE, y supervisa el compromiso de la PES con los diseñadores de políticas a nivel mundial sobre cuestiones técnicas, tecnologías emergentes, Smart Cities y Smart Village. También es miembro del consejo editorial de *Electricity Journal* y colaboradora del Objetivo 7 de las Naciones Unidas, Energía limpia y accesible. Tiene patentes y varios títulos de posgrado, incluido un doctorado en ingeniería eléctrica del Instituto de Tecnología de Illinois.

Actividades y logros del IEEE

Vicepresidenta de Nuevas Iniciativas y Alcance de la PES desde 2017:

- ✓ Fundación del Consejo Asesor Ejecutivo de la PES para brindar apoyo estratégico directamente a la Junta de Directores de la PES
- ✓ Supervisión de IEEE Smart Cities con la participación de seis Sociedades y más de 4,000 voluntarios
- ✓ Apoyo a Smart Village y mejora del esfuerzo filantrópico me-

diante la reestructuración y la creación de planes de sucesión

- ✓ Creación de un Grupo de trabajo sobre Diversidad en la PES para aumentar la diversidad en todas las áreas operativas
- ✓ Supervisión del Comité de Liderazgo de Apoyo Técnico a la Industria de la PES (ITSLC, por sus siglas en inglés)
- Gestión de programas de compromiso corporativo con varias corporaciones y organizaciones normativas
- Desarrollo de informes técnicos con el mayor número de descargas entre todos los recursos técnicos de la PES del IEEE, entre los cuales se incluyen: Impact of IEEE 1547 standard on smart inverters (Impacto del estándar 1547 del IEEE en inversores inteligentes), Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance (Impacto de la generación basada en inversores en la dinámica del sistema eléctrico de gran escala y rendimiento ante cortocircuitos), The Definition and Quantification of Resilience (Definición y cuantificación de la resiliencia)
- ✓ Desarrollo de programas de medios que aumentaron la visibilidad de la PES a nivel mundial en la industria y la audiencia

- ✓ empresarial y posicionaron a la PES como un líder de pensamiento en el sector de la energía
- ✓ Mejoramiento de la colaboración y la asociación de la PES con las Naciones Unidas para alcanzar los objetivos de energía sostenible.
- La Dra. Bahramirad es Miembro Senior del IEEE y recibió el premio Premio a la Ingeniera Joven Destacada de la PES del IEEE en 2014.

Ha servido en numerosos comités organizadores de conferencias, consejos de publicaciones, comités técnicos y grupos de trabajo de estándares, entre los cuales se incluyen

- ✓ Miembro de la junta del IEEE en EE. UU.
- ✓ Editora invitada, *IEEE Transactions on Smart Grid*, edición especial sobre resiliencia de la red eléctrica (2015)
- ✓ Editora en jefe invitada, *IEEE Transactions on Smart Grid*, edición especial sobre gestión de activos (2014)
- ✓ Vicepresidenta, Subcomité de Distribución de la PES del IEEE (2014-2016)
- ✓ Vicepresidenta, Estándar de controlador de microrredes del IEEE P2030.7 (2014-2016)
- ✓ Líder y editora de la Guía de aplicación de la distribución inteligente del IEEE P1854 (2013-2019)
- ✓ Fundadora y presidenta inaugural, miembro del Comité Asesor de Liderazgo, Mujeres en Energía de la PES del IEEE (2012-presente)
- ✓ Miembro de la industria, Subcomité de Formación Continua de la PES del IEEE (2010-2013)
- ✓ Presidenta, Conferencia de T&D de la PES del IEEE, Chicago (2020)
- ✓ Presidenta técnica, Conferencia de T&D de la PES del IEEE, Dallas (2016)
- ✓ Presidenta, Conferencia de T&D de la PES del IEEE, Chicago (2014)
- ✓ Comité Técnico, Conferencia de T&D de la PES del IEEE, Orlando (2012)
- ✓ Comité Asesor, Simposio del IEEE en Great Lakes sobre Smart Grid (2013-2016).

Declaración

La industria de la energía está en el medio de un profundo cambio. La red eléctrica que hemos construido durante generaciones, trabajando en segundo plano a fin de satisfacer las necesidades de la sociedad, está cada vez más en el centro de atención hoy. El cambio climático ya no es una advertencia para el futuro, sino una cruda realidad a la que nos enfrentamos todos los días. Los avances tecnológicos y los estándares necesarios que ayuden a abordar estos desafíos parecerían desalentadores para la mayoría, pero como ingenieros, no huimos de los problemas. Corremos hacia ellos. Resolvemos problemas a través de la innovación, y la PES del IEEE es la sociedad profesional líder del sector energético, equipada para adoptar el ingenio de nuestros miembros buscando innovar las soluciones que necesitamos.

Si soy elegida, mi misión será empoderar a todos los miembros de la PES a nivel mundial, con el propósito de que lideren estas iniciativas al servir como catalizadora de la acción y como audaz defensora de un futuro energético más verde y seguro. Como Presidenta Electa, aportaré mi visión, pasión y liderazgo colaborativo al rol. Me comprometo a unir las voces de todos nuestros miembros y así dejar el mundo mejor de lo que lo encontramos.

Lina Bertling Tjernberg



La Dra. Lina Bertling Tjernberg es profesora de tecnología de redes eléctricas en el KTH Royal Institute of Technology. Es directora de la plataforma energética y coordinadora de aprendizaje continuo en la Escuela de Ingeniería Eléctrica e Informática. Anteriormente fue profesora en la Universidad Tecnológica de Chalmers (2009-2013) y perteneció a la National Grid (2007-2009).

Completó su Ph.D. en sistemas de energía eléctrica en KTH en 2002. Su investigación y docencia se centran en el desarrollo de la futura red eléctrica sustentable con un interés especial en el análisis de confiabilidad, el mantenimiento predictivo y la gestión de activos. Participa activamente como asesora y experta en diversas organizaciones profesionales. Sus nombramientos actuales incluyen el Comité de Programas del Consejo Mundial de Energía, el Consejo Estratégico Nacional para la Energía Eólica, la Academia ISGAN de Smart Grid y el Comité Nacional de CIRED. Además, forma parte del grupo de expertos de la comisión de la UE.

Actividades y logros del IEEE

- ✓ Distinciones
 - 2016: Nombrada Conferencista Distinguida de la PES del IEEE
 - Tutorial para el IEEE sobre la gestión de activos con aplicaciones en sistemas eléctricos
 - Conferencias y ponencias de DLP sobre los temas “Desarrollos de sistemas eléctricos sostenibles” “Métodos de mantenimiento predictivo” y “Evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico”.
 - Ponente principal habitual en conferencias ISGT, eventos de Mujeres en Energía y afiliaciones de Mujeres en Ingeniería.
- 2008: Miembro Senior del IEEE.
- ✓ Comités/juntas:
 - Secretaria de la Junta de Directores de la PES del IEEE (2014–2016)
 - Tesorera, Junta de Directores de la PES del IEEE (2012–2014)
 - Miembro del consejo editorial, *IEEE Transactions on Smart Grid* (2010–2015)
 - Presidenta del Comité Directivo de ISGT Europe de la PES del IEEE (2010–2014)
 - Oficial de la junta, Subcomité de riesgo, confiabilidad

y aplicaciones de probabilidad (RRPA, por sus siglas en inglés) de la PES del IEEE (2007–2013)

- Miembro del comité, Premio Uno Lamm de Corriente Continua de Alta Tensión de la PES del IEEE (2013–2020)
- Miembro del comité, Premio Ramakumar Family a la Excelencia en Energía Renovable de la PES del IEEE (2014–2020)
- Miembro pasado de varios comités técnicos y grupos de trabajo dentro de Métodos para Sistemas Eléctricos y Transmisión y Distribución
- Actualmente es miembro de los comités de IEEE Smart Grid, Comité de Premios y Reconocimientos de la PES del IEEE, Comité de Liderazgo de Apo-

yo Técnico a la Industria de la PES del IEEE, Comité Directivo de ISGT Europe de la PES del IEEE, y el Comité Ad Hoc para el Premio Patrick Ryan

- ✓ Región
 - Región 8
- ✓ Secciones/Capítulos:
 - Presidenta, Capítulo de la PES/PEL del IEEE Suecia (2009–2019)
 - Oficial de la junta, IEEE Sweden Sección de la Junta (2006–2008)
- ✓ Ramas estudiantiles
 - Asesora de la Rama Estudiantil de KTH
- ✓ Sociedades
 - Miembro de la PES del IEEE
 - Miembro de la Sociedad de Confiabilidad del IEEE
- ✓ Conferencias:

• Presidenta y anfitriona de la conferencia general, primera Conferencia sobre Tecnologías Innovadoras de Redes Inteligentes (ISGT, por sus siglas en inglés) de la PES del IEEE en Europa, Gotemburgo (2010)

- Presidenta y anfitriona de la conferencia general, novena Métodos probabilísticos aplicados para sistemas eléctricos (PMAPS, por sus siglas en inglés), Estocolmo (2006)
- Miembro de grupos asesores de conferencias del IEEE, incluidos IEEE PowerTech, ISGT Europe, ISGT Asia, ISGT US y PMAPS.

Declaración

El cambio climático, la degradación ambiental y el reconocimiento del

Give Our Online Simulator a Try for Free

Ready to play around with some pre-set models? Scan the code to gain access. No credit card required.



papel crucial que desempeña el acceso a la energía en el desarrollo sustentable y la vida moderna han puesto de relieve la importancia de nuestro trabajo como ingenieros eléctricos, investigadores y académicos. Como la mayor asociación de ingenieros eléctricos, nosotros, la Power & Energy Society (PES) del IEEE, tenemos la oportunidad de orientar y acelerar la adopción de tecnologías de energía renovable, transporte eléctrico y redes resilientes. La sociedad necesita ingenieros eléctricos ahora más que nunca, y creo que estaremos a la altura de las circunstancias.

El trabajo de nuestros comités técnicos y las publicaciones y estándares resultantes son el centro de nuestro trabajo. Como presidenta de la PES, me aseguraré de que este trabajo llegue a la totalidad de la PES, posicionándola como líder mundial en el sector. Nuestras conferencias brindarán oportunidades para establecer contactos y analizarán los últimos avances tecnológicos y los resultados de las investigaciones. Nuestros capítulos y comunidades lanzarán nuevas iniciativas y fomentarán una membresía global, diversa e inclusiva. Por último, la PES será el hogar profesional de nuestros miembros y contribuirá a su aprendizaje continuo.

Edvina Uzunovic



La Dra. Edvina Uzunovic tiene más de 20 años de experiencia en la industria y el mundo académico de los sistemas eléctricos. Fue un contribuyente instrumental para el éxito de varias organizaciones líderes en la industria eléctrica, desde empresas de servicios públicos hasta fabricantes. Desempeñó diferentes roles como oficial técnica, analista cuantitativa senior e ingeniera senior de R+TD. En 2012, pasó de la industria a la academia y actualmente es profesora en el Departamento de ingeniería en computación en Worcester Polytechnic Institute. Ella tiene un título de grado de la Universidad de Sarajevo, Bosnia y Herzegovina, así como una

maestría y títulos de doctorado en ingeniería eléctrica y en computación de la Universidad de Waterloo, Ontario, Canadá. Ha recibido varios premios, incluido el primer lugar en el Concurso de carteles para estudiantes de la PES del IEEE en 1999, el Premio EPRI a los innovadores y Premio a la tecnología por sus contribuciones a la tecnología FACTS en 2002, y los Premios de reconocimiento del Comité Nacional de CIGRE de los EE. UU. por sus notables artículos técnicos sobre CIGRE en 2002 y 2006.

Actividades y logros del IEEE

Edvina se unió a la Power & Energy Society del IEEE en 1996 como estudiante de posgrado a fin de publicar su primer artículo sobre HVdc para transacciones del IEEE. En 1999, Edvina obtuvo su primer trabajo en la industria y pasó de ser estudiante de la PES del IEEE a miembro profesional. Comenzó a ofrecerse como voluntaria activamente para la PES en 2008, primero como representante de la Región 4 (2008-2011), y luego como representante de la Región 1 (2012-2016). Durante ese periodo, impulsó las actividades profesionales en el Capítulo de la Región 1 en más del 50 %.

Edvina fue una colaboradora activa del premio PES Scholarship Plus (2011-2016), participó en el trabajo del Comité Directivo y fue presidenta del Comité de Selección de la Región 1 (2011-2015).

En 2016, Edvina aceptó el cargo de vicepresidenta de Educación de la PES y comenzó su periodo más productivo como voluntaria de la PES. Se hizo cargo de las becas para estudiantes de la PES existentes y ayudó a establecer las Becas para Estudiantes Sobresalientes de la PES mediante la creación de un comité de selección internacional de estimados profesores de todo el mundo.

Su mayor logro fue la concepción y formación de la Universidad de la PES, un sitio en línea que ofrece productos de educación continua para los miembros de la PES. En poco tiempo, la Universidad de la PES se ha convertido en un sitio de referencia para seminarios web

y tutoriales educativos. Buscando impulsar este crecimiento, Edvina formó la organización de Desarrollo de Nuevos Productos con una combinación de miembros nuevos y veteranos de la PES.

Ella inició la primera iniciativa de Escuelas Secundarias de la PES en 2018, cuando, por primera vez, se invita a los estudiantes de secundaria a presentar un proyecto, visitar la sala de exposiciones de T&D y aprender sobre la industria de la energía.

Edvina es activamente:

- ✓ Miembro del Comité de Planificación a Largo Plazo de la PES del IEEE (2014-2021)
- ✓ Miembro del consejo editorial, *IEEE Power & Energy Magazine* (2016-2021)
- ✓ Miembro de los presidentes del programa del Comité Técnico de la PES del IEEE (2016-2021)
- ✓ Miembro del Consorcio Global de Transformación del Sistema Eléctrico - Grupo pilar de desarrollo del grupo de trabajo (2020-2021).

Declaración

Debido a la COVID-19 y los avances del software, la educación en línea se está convirtiendo en la norma. La PES debe seguir ese camino proporcionando información relevante a través de materiales educativos preparados por expertos. Los cursos en línea, artículos, seminarios web y tutoriales de la PES deben ampliarse enérgicamente para proporcionar Unidades de Aprendizaje Continuo (UAC) en todo el mundo. Las UAC de la PES tienen el potencial de ser reconocidas a nivel mundial y acreditadas para el desarrollo profesional y las actividades de capacitación de la industria de la energía y la potencia. En resumen, la plataforma en línea de la PES para el aprendizaje continuo debe ser un lugar activo donde los miembros de la PES continúen su educación y obtengan créditos.

Debido a la actual crisis de salud, la mayoría de las reuniones profesionales, incluso las conferencias, se realizan de forma virtual. La práctica actual puede ser utilizada para reunir a miembros de

la PES en lugares geográficos distantes en comités de la PES, grupos técnicos y diversificar aún más la fuerza de trabajo voluntaria actual de la PES.

Trabajareé arduamente a fin de brindar el liderazgo y la dirección estratégica que aumenten el acceso y la inclusión a través de eventos virtuales y haciendo de la Universidad de la PES/Centro de Recursos de la PES los lugares indispensables a los que acudir cuando buscamos el aprendizaje continuo y obtener créditos profesionales reconocidos en todo el mundo.

Candidatos a Secretario

Sri Niwas Singh



Sri Niwas Singh, profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Instituto Indio de Tecnología (IIT), Kanpur, India, ha enseñado y realizado investigaciones en el área de los sistemas eléctricos. Tiene ocho años de experiencia industrial y más de 24 años de experiencia académica en la Universidad Politécnica de Hong Kong, AIT Bangkok, DTU Dinamarca e IIT. Ha trabajado en diversos roles administrativos, tales como vicerrector, jefe de departamento, presidente y miembro de la Junta de Rectores, entre otros. Ha recibido varios premios, incluido el Premio INAE al Joven Ingeniero (2000), Premio CBIP al ingeniero (1996), Beca Humboldt de Alemania (2005 y 2007), Premio INAE al Profesor Destacado (2016) y Premio NPSC a la Excelencia Académica en 2020. Ha supervisado a 31 estudiantes de doctorado y 42 tesis de maestría, escrito 23 capítulos de libros, editó seis libros y dos libros de texto. Ha llevado a cabo varios proyectos nacionales/internacionales y publicó más de 510 artículos de investigación en varias revistas/conferencias internacionales (h -index = 51; >10,000 citations). Es un FIEEE (Fellow del IEEE) (EE. UU.), FIET (Fellow del Instituto de Ingeniería y Tecnología) (Reino Unido), FNAE (Fellow de la

Academia India de Ingeniería), FIE(I) (Fellow de la Institución de Ingenieros de India) y FIETE (Fellow de la Institución de Ingenieros de Electrónica y Telecomunicación).

Actividades y logros del IEEE

✓ Posiciones en el IEEE

- Tesorero, Sección Uttar Pradesh (UP) del IEEE (2005)
- Vicepresidente de la Sección UP del IEEE (2011–2012)
- Presidente, Capítulo PES/IAS del IEEE, Sección IEEE UP (2012–2013)
- Presidente de la Sección UP del IEEE (2013–2014)
- Administrador, Comunidades en línea del IEEE (2006–2016)
- Coordinador de Conferencias y Seminarios técnicos de la Región 10 del IEEE (2015–2018)
- Presidente electo (2017–2018), Consejo de la India del IEEE
- Presidente, Consejo de la India del IEEE (IC, por sus siglas en inglés) (2019–2020)
- Vicepresidente, Actividades Técnicas de la Región 10 del IEEE (2019–2020)
- Editor correspondiente, *Potenciales del IEEE* (2017–2019)
- Miembro del Comité Ejecutivo, Sección UP del IEEE (2003–presente).

✓ Premios del IEEE

- Premio de la Junta de Actividades Educativas de la Región 10 del IEEE (2013)
- Premio Clayton Griffin al Mejor Trabajo Estudiantil del IEEE (2013)
- Premio al Logro Meritorio del EAB del IEEE en Educación Continua (2013) (primer asiático en obtenerlo)
- Premio al Ingeniero Destacado del Capítulo de la PES del IEEE de Singapur (2014)
- Premio al Voluntario Destacado de la Región 10 (Asia-Pacífico) del IEEE (2016)
- Consejo de la India del IEEE, Premio al Trabajo Estudiantil India M.V. Chauhan (2015 y 2016)

- Premio a la Trayectoria a la Memoria del Prof. G.K. Dubey de la Sección UP del IEEE (2018)

- Premio UPCON del IEEE al Mejor Artículo (2017 y 2018).

✓ Conferencias del IEEE/Conferencias distinguidas

- Presidente general/Patrocinador de 34 conferencias internacionales del IEEE
- Coordinador, 24 cursos cortos para personas de la industria/académicos sobre sistemas eléctricos y áreas relacionadas
- Presidente general fundador de la Conferencia de la Sección Uttar Pradesh (UPCON, por sus siglas en inglés) del IEEE y la Conferencia de la Subsección IC (INDICON, por sus siglas en inglés)
- Varios paneles en las reuniones generales de la PES de la IEEE
- Conferencista Distinguido de la PES del IEEE desde 2019 y la Sociedad de Aplicación de la Industria para 2019–2021.

✓ Actividades profesionales nacionales

- Presidente, Institución de Ingenieros (India), Centro Local de Kanpur (2010–2012)
- Miembro del Comité Ejecutivo, IE (India), Centro Estatal de UP (2010–2012)
- Miembro del Comité Ejecutivo, IE (India), Centro Local de Kanpur (2006–2018)
- Presidente de la Institución de Ingenieros Electrónicos y de Telecomunicación del Centro Kanpur (2016–2018)
- Miembro del Comité Ejecutivo, IETE, Centro Kanpur (2014–presente)
- Coordinador (eléctrico), Academia Nacional de Ingeniería de la India (2020).

Declaración

Soy simplemente uno de ustedes y me postulo como representante con el fin de hacer que la PES del IEEE sea más relevante y profesionalmente más

activa. Empecé como miembro del IEEE, la mejor organización profesional del mundo, hace más de 21 años. Como organización sin fines de lucro, los ejes clave de la PES del IEEE son la promoción de la excelencia técnica, el liderazgo reflexivo, la facilitación de la colaboración y la creación de redes, los miembros se benefician en lugar de obtener ganancias. Colectivamente, necesitamos mantener a la PES del IEEE robusta como una comunidad internacional impulsada por miembros y voluntarios. Me comprometo a

- ✓ proporcionar un mayor valor a través de nuevos productos y servicios
- ✓ desarrollar más educación y capacitación continua sobre contenido práctico relevante para la industria y los miembros académicos
- ✓ desarrollar un nuevo modelo de negocios que haga que la PES sea más viable económicamente y así reducir las cuotas de membresía
- ✓ garantizar la transparencia en todos los procesos de toma de decisiones a través de la buena gobernanza
- ✓ construir nuestra robustez en la diversidad, para todos nosotros en todo el mundo
- ✓ luchar por lograr una participación y un liderazgo justos de diversos grupos y regiones, especialmente los subrepresentados y las mujeres
- ✓ fortalecer los consejos locales y seccionales, así como los Capítulos regionales, aumentar y retener miembros.

Construyamos juntos un mejor y vibrante futuro para la PES.

Jonathan Sykes



Jonathan Sykes es el gerente de servicios de ingeniería de SEL en Albuquerque, Nuevo México, EE. UU. Recibió su formación académica de la Universidad de

Arizona y ha trabajado en la industria de la energía eléctrica durante más de 35 años. Es miembro del IEEE e ingeniero profesional autorizado. Siempre ha aprovechado la tecnología colaborativa para defender el éxito. En la década de 1990, sus equipos proporcionaron los primeros Sistemas integrados de relés de protección de RTU/SCADA en Arizona. En la década de 2000, fue pionero en el primer esquema de protección de área amplia basado en la mensajería del GOOSE de la CEI 61850. En la década de 2010, su equipo implementó uno de los sistemas de sincronizadores más avanzados de América del Norte. Ayudó a cuantificar conceptos de vanguardia en la gestión del ciclo de vida para sistemas de protección y control de misión crítica. Actualmente, está aplicando toda esa experiencia en asistir a los clientes a crear una sustentabilidad y confiabilidad mejorada. Lideriza diversos equipos para desarrollar nuevos métodos, establecer estándares e implementar estrategias de modernización de la red.

Actividades y logros del IEEE

Con su apoyo, Sykes fue elegido en 2019 como secretario de la PES del IEEE. Para marzo de 2020, la pandemia requirió que Jonathan y la Junta de la PES cambiaran e implementaran estrategias a medida que los eventos de la PES del IEEE se volvían virtuales. Como secretario de la PES, Jonathan mantuvo registros detallados de estas reuniones, también mantuvo los estatutos y la historia de la Junta de la PES. El primer término de Jonathan como secretario finaliza este año y está buscando su apoyo al tiempo que se postula para un segundo y último término.

La primera interacción de Sykes con el IEEE consistió en compartir estudios de caso sobre integración de subestaciones con nuevas tecnologías. Esto incluyó nuevas técnicas de comunicación como la 61850. Sykes también ayudó a reescribir y actualizar temas básicos como fallas en los interruptores, protección de distribución y guías de equipos y estándares. Despues del apagón de América del Norte de 2003,

trabajó con los equipos del IEEE para proporcionar apoyo en la redacción de los estándares normativos aplicables y ayudó a involucrar al Comité de Relés de Sistemas Eléctricos del IEEE en la supervisión de los requerimientos de cumplimiento emergentes. El IEEE desempeñó un papel clave en la introducción de cuestiones relevantes a los reguladores y la creación de estándares significativos.

La red eléctrica se basa en esquemas de acción correctiva, y Sykes llevó a los equipos del IEEE a escribir las pautas de diseño y prueba para estos esquemas vitales. A lo largo de su carrera, ha sido un defensor de la PES y representó al IEEE como Conferencista Distinguido en América del Norte y en todo el mundo, compartiendo el buen trabajo, el conocimiento y la experiencia de la Sociedad. Su objetivo es ayudar a elevar la reputación del IEEE y promover la confiabilidad, rentabilidad y seguridad de esta industria. Como líder en nuestra industria, cree que es vital reclutar y cultivar una diversidad e inclusión en nuestra industria. Sykes todavía está asombrado y le enorgullece el potencial de la PES y su importante papel en la conformación de esta industria.

Declaración

La pandemia de 2020 creó una prioridad urgente para que todos nosotros encontráramos nuevas formas de llevar a cabo nuestro trabajo. Estoy orgulloso de cómo todos colaboramos en las ramas locales, comités técnicos y la Junta de la PES encontrando soluciones y continuando el importante trabajo de la PES. Nuestra industria se ha basado en la longevidad, donde el cambio era la excepción, y la confiabilidad era la prioridad. Esta ya no es más la situación: las demandas de protección ambiental, eficiencia y confiabilidad continua empujan a la comunidad de la electricidad y la energía a aprovechar las tecnologías en rápida evolución. Las actividades técnicas de la PES son el foro a través del cual este rápido cambio se ve atenuado por sólidos procesos de ingeniería. Mi trabajo con el IEEE, EPRI y muchos

de nuestros líderes de la industria se ha centrado en balancear la nueva tecnología con los métodos existentes a través de un cambio cuidadosamente concebido. Debemos continuar mejorando el papel central del IEEE con actividades y productos de trabajo mediante la expansión de la colaboración a fin de incluir a todas las partes interesadas. Trabajare diligentemente para servirles a ustedes y a aquellos cuyas vidas impactamos: nuestros clientes.

Candidatos a Tesorero

Juan Carlos Montero



Juan Carlos Montero es el exvicepresidente de Membresía e Imagen de la PES. Anteriormente ha ocupado varios

otros puestos de liderazgo voluntario dentro de la PES a nivel local e internacional. Trabaja con el Operador del Sistema Eléctrico de Costa Rica y tiene más de 20 años de experiencia en su empresa. Actualmente es el coordinador de planificación operativa eléctrica en el Centro Nacional de Control de Energía de Costa Rica. También ha sido profesor a tiempo parcial en la Universidad de Costa Rica por más de 10 años. Recibió el título de grado y licenciatura en ingeniería eléctrica de la Universidad de Costa Rica. Es Miembro Senior del IEEE.

Actividades y logros del IEEE

El Sr. Montero ha participado en varios roles dentro del IEEE y la PES a nivel internacional:

- ✓ Actual presidente electo, Consejo de America Central y Panama del IEEE (2020-2021)
- ✓ Actual portavoz del IEEE en el Consorcio Global de Transformación del Sistema Eléctrico
- ✓ Vicepresidente de la PES del IEEE, Membresía e Imagen (2016–2020)
- ✓ Miembro del Comité de Planificación a Largo Plazo de la PES del IEEE (2014-2020)

- ✓ Miembro del Comité de Operaciones, Planificación y Economía de Sistemas Eléctricos (PSOPE, por sus siglas en inglés) de la PES del IEEE
- ✓ Miembro del Comité de Nominaciones y Nombramientos de la PES del IEEE,
- ✓ Presidente del Comité de Medios Sociales de IEEE PES (2012–2015)
- ✓ Representante de los Capítulos IEEE América Central (2011–2015)
- ✓ Premio al Ingeniero Destacado la PES del IEEE de Costa Rica (2011)
- ✓ Presidente del capítulo de la PES del IEEE Costa Rica (2007–2008)
- ✓ Vicepresidente de la Sección Costa Rica del IEEE y otros cargos de la junta.

Declaración

Soy Juan Carlos Montero, y trabajo en el operador del sistema en Costa Rica. Desde mi tierra natal, he sido testigo del valor de la PES del IEEE como organización global. Durante los últimos cinco años, he tenido el privilegio de participar en la identificación de los temas candentes para la PES del IEEE y la industria de la energía como miembro de la Junta de Rectores de la PES del IEEE. Desde mi posición, pudimos promover la PES del IEEE como una organización global, y pudimos apoyar a nuestros miembros y voluntarios en su objetivo de crear actividades increíbles que mejoraron sus vidas y las de quienes los rodeaban. Mi objetivo, si me eligen como tesorero de la PES del IEEE, será buscar el crecimiento

del apoyo de nuestros voluntarios en todo el mundo. Esto incluye una participación importante en nuestras conferencias fuera de los EE. UU., motivar y facilitar las actividades locales del Capítulo y apoyar el papel de nuestros comités técnicos como una parte interesada de gran impacto en temas relevantes sobre la industria. La PES del IEEE hace grandes cosas a través de sus voluntarios, y debemos proporcionarles las herramientas que les faciliten sus actividades.

Nirmal K.C. Nair



Nirmal K.C. Nair recibió la licenciatura en ingeniería eléctrica de la Maharaja Sayajirao University, Baroda, en 1990 y

el máster en alta tensión del Indian Institute of Science, Bangalore, en 1996. Despues de una década de ejercer como ingeniero profesional y docente en India, se trasladó a los Estados Unidos, donde finalizó el doctorado en ingeniería eléctrica de Texas A&M en 2004. Despues, se mudó a Nueva Zelanda (NZ). Durante su carrera, ha ocupado varios cargos académicos, de investigación e industriales. Actualmente, su trabajo diario es como miembro titular de la facultad en la Universidad de Auckland, donde participa activamente con las partes interesadas en la electricidad, como generadores, operadores de redes de transmisión, distribuidores/medidores, reguladores, proveedores y asociaciones de ingeniería regularmente a través de actividades de consultoría, investigación y asesoramiento. Sus contribuciones técnicas son en el área de relés de protección, integración renovable, mercados de electricidad, apagones, resiliencia y educación sobre el sistema eléctrico. Le apasiona el aprendizaje continuo, la política energética, la innovación y el liderazgo de pensamiento. Está comprometido técnicamente con otras organizaciones nacionales e internacionales de ingeniería eléctrica, como EEA-NZ, CIGRE y CSEE.

Logros en el IEEE

Se unió como miembro estudiantil (1989-1990) a través de la Rama estudiantil del IEEE, la Facultad de Tecnología e Ingeniería, M.S. University (primera entidad del IEEE en Gujarat), la ahora vibrante Sección Gujarat (Región 10). La participación continuó en Texas, Región 5, desde 2000, y posteriormente, desde 2004, desde

Auckland, Nueva Zelanda (Región 10). Entre las funciones y contribuciones del IEEE se incluyen las siguientes:

- ✓ PES del IEEE y sociedades hermanas
 - *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, editor (2020–presente)
 - Comité de Liderazgo de Apoyo Técnico a la Industria de la PES (2019–presente)
 - Coordinador del Programa de Conferencistas Distinguidos de la PES (2018–presente)
 - Cátedra de educación de Planificación a Largo Plazo de la PES (2018–presente)
 - Representante del Capítulo Sur R10 (2016–presente)
 - Presidente de la Constitución y los Estatutos de la PES (2011–2016)
 - Editor de *Transactions on Sustainable Energy*, del IEEE, (2014–2019)
 - *Transacciones sobre el suministro eléctrico del IEEE*, editor invitado (2015–2016)
 - N&A de la PES (2011–2013)
 - Presidente del Capítulo Norte de Nueva Zelanda (2011–2014)
 - Secretario, vicepresidente y presidente del Subcomité de Aprendizaje Continuo del PEEC, 2009–2014
 - Comités técnicos: PSO, PSDP, PSRC y PEEC (2000–presente)
 - Membresía de PELS, IAS, IES, SMC y WiE
- ✓ Sección Norte de Nueva Zelanda del IEEE
 - Vicepresidente, presidente y expresidente (2007–2012)
 - Consejero de rama (2005–2018)
- ✓ Región 10 del IEEE
 - Vicepresidente de actividades profesionales, Comité Ejecutivo de la Región 10 del IEEE (2021–presente)

- Actividades Profesionales en la Región 10 (2019–2020)
- Actividades educativas en la Región 10 (2016–2018)
- Premios y reconocimientos de la Región 10 (2015)
- Presidente del Consejo de Nueva Zelanda (2016–2018)
- Función de Consejero del Centro para el liderazgo de excelencia del IEEE (2011).

✓ Liderazgo de conferencias

- TENCON de la Región 10 del IEEE (Auckland), cátedra general (2021)
- Taller sobre Red Electrónica del IEEE (e-GRID) (Auckland), copresidenta general (2022)
- ICDCM del IEEE 2023 (Auckland), presidente de finanzas (2023)
- PES ISGT-ASIA (Auckland), presidente general, 2017
- PELS SPEC (Auckland), presidente de finanzas, 2016
- PES POWERCON (Wollongong), presidente de publicidad, 2016
- PES POWERCON (Auckland), presidente general, 2012
- Región 10 Estudiante/WIE/GOLD (Auckland), cátedra (2011)

✓ Reconocimiento del IEEE

- Ingeniero Destacado del IEEE (2015)
- Voluntario Destacado de la Región 10 (2014)
- Consejero de la Rama Destacada de MGA (2013)
- Consejero Destacado de la Rama Estudiantil de la Región 10 (2012)
- Andrew P. Sage Mejor documento de transacciones SMC (2012)

✓ Nominar a otros

- Premios de la PES, Elevación de Miembros (2010–presente)
- SB de la Región 10 Premios Ejemplares y Sobresalientes (2007, 2008, 2010 y 2011)

- Estudiante Humanitario Excepcional Ganador “OneBeep” del Presidente, (2011)
- Premio MGA GOLD (2011 y 2013)
- Voluntario Destacado de la Región 10 (2013)

Declaración

Tres décadas de aprendizaje a lo largo de toda la vida a través de mi profesión, servicio, voluntariado de compromiso, redes y experiencias organizativas de IEEE, creo que los miembros de PES serán una parte clave de la misión energética global de un futuro seguro, descarbonizado y 100% renovable.

También creo firmemente que el liderazgo técnico y de pensamiento de la PES ayudará a los ingenieros, tomadores de decisiones y partes interesadas a ofrecer las vías más seguras, seguras, resilientes y económicas hacia el logro de la transición energética sin emisiones de carbono para 2050.

Tengo experiencia en los diversos roles de generación de ingresos de nuestra Sociedad, como conferencias, publicaciones, talleres y productos educativos de alta calidad como tutoriales y seminarios web a través de PES University. Además, he desempeñado un papel en varios servicios / programas ofrecidos a nuestros miembros en todo el mundo, como el Programa de Conferencias Destacadas; miembro, reclutamiento, reconocimiento y elevación de miembros; actividades profesionales; y permitir sinergias de la PES con otras entidades hermanas del IEEE y sociedades globales de ingeniería eléctrica.

Si soy elegido, estén tranquilos de que habrá una operación financiera transparente, segura y eficiente que continúe nuestras actividades actuales y servicios a los miembros, además de alentar a nuestra junta directiva y a los miembros en general a iniciar nuevos valores y servicios.



Vías de reconocimiento

los premios afirman las contribuciones de los colegas

EL PRESTIGIOSO LOGRO DE UN premio a nivel de la Power & Energy Society (PES) del IEEE está asumiendo un papel importante en las comunidades industriales y académicas de todo el mundo. Reconoce el liderazgo técnico o científico en campos estratégicos de interés para la PES. Para garantizar que el premio sea un índice valioso y confiable para la contratación de personal o el crecimiento profesional, el proceso de calificación tiene como objetivo la coherencia y la equidad.

El comité de premios de la PES está dedicado a garantizar procesos de selección coherentes, rigurosos y equitativos que apoyen evaluaciones uniformes en todos los premios de la Sociedad y de los Capítulos. El comité define normas estrictas y éticas para evitar los conflictos de intereses, ya que de otro modo se podría ver afectada la imparcialidad del proceso de evaluación.

Los premios de la PES abarcan una amplia gama de dominios con diferentes propósitos y criterios de elegibilidad. Algunas de ellas se gestionan conjuntamente con otras sociedades. Los premios conjuntos son el Yu-Hsiu Ku Electrical Engineering Award, establecido con la Sociedad China de Ingeniería Eléctrica para reconocer a los profesionales de la ingeniería eléctrica que tuvieron un impacto en la Sociedad China, y el A.P. Seethapathy Rural Electrification Excellence Award ad-

ministrado conjuntamente con la Sociedad de las Aplicaciones Industriales del IEEE para reconocer a los ingenieros eléctricos que han implementado tecnologías de electrificación mejores y más económicas para el sector rural.

Los premios que se centran en los sistemas de distribución de energía incluyen el Premio de la PES del IEEE a la Excelencia en Ingeniería de Distribución de Energía para las contribuciones de ingeniería que mejoran la calidad y la economía de los sistemas de distribución eléctrica; el Premio Douglas M. Staszek de Automatización de la Distribución de la PES del IEEE para las contribuciones innovadoras de la industria en la automatización de los sistemas de distribución de energía; y el Premio a la Excelencia en Energía Renovable de la Familia Ramakumar de la Power & Energy Society del IEEE para las contribuciones destacadas al desarrollo, uso e integración de las fuentes de energía renovable.

Tres premios de la Sociedad se centran en los sistemas de transmisión: el Premio Charles Concordia de Ingeniería de Sistemas Eléctricos de la PES del IEEE para las contribuciones de ingeniería de sistemas eléctricos en sistemas de eléctricos de gran escala y de alta tensión; el Premio Uno Lamm de Corriente Continua de Alta Tensión de la PES del IEEE para las contribuciones a la tecnología de CC de alta tensión; y los Premios Nari Hingorani de FACTS y de Energía Personalizada de la PES del IEEE para las contribu-

ciones a los sistemas de transmisión de corriente alterna flexible, las tecnologías de energía personalizada y sus aplicaciones.

Las tecnologías y metodologías innovadoras que pueden aplicarse tanto a los sistemas de transmisión como a los de distribución, como las tecnologías de conversión de energía electromecánica, las herramientas de análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos y las técnicas de análisis y control de los sistemas eléctricos, son reconocidas con el Premio Cyril Veinott de Conversión de Energía Electromecánica de la PES del IEEE, el Premio Roy Billinton a la Confiabilidad del Sistema Eléctrico de la PES del IEEE y el Premio Prabha S. Kundur de Dinámica y Control de Sistemas de Potencia de la PES del IEEE, respectivamente.

Los premios a nivel de la PES no solo reconocen las contribuciones científicas y técnicas pioneras, sino que también ponen de relieve el importante papel que desempeña el liderazgo educativo en los jóvenes ingenieros eléctricos. El Premio al Educador Sobresaliente en Ingeniería Eléctrica de la PES del IEEE reconoce las contribuciones destacadas y el liderazgo en la educación de la ingeniería eléctrica. La beca IEEE Power & Energy Society Outstanding Student Scholarship reconoce a los estudiantes miembros de la PES que han elegido un camino académico que conduce a una carrera de ingeniería sobre potencia eléctrica y energía. El Premio al Ingeniero Jo-

ven Destacado de la PES del IEEE está dedicado a los ingenieros de 35 años o menos por sus destacadas contribuciones en el liderazgo de las actividades de la sociedad técnica, el liderazgo en la comunidad y las actividades humanitarias, y la evidencia de la competencia técnica a través de logros significativos de ingeniería.

Varios premios de la Sociedad de la PES abarcan las contribuciones estratégicas que los ingenieros eléctricos hacen a la sociedad. El Premio de Liderazgo en Energía de la Power & Energy Society del IEEE reconoce a los líderes de la industria por promover la profesión de la ingeniería eléctrica. El Premio Robert Noberini a Contribuciones Distinguidas al Profesionalismo en Ingeniería de la PES del IEEE honra el esfuerzo dedicado a largo plazo y los logros sobresalientes en el avance de

los objetivos de las actividades profesionales del IEEE en las áreas de cobertura de la PES.

Para fomentar la diversidad en el liderazgo mediante el apoyo al crecimiento profesional, la creación de redes y la educación de las mujeres en la industria de la potencia y energía eléctrica, el Premio Wanda Reder para Pioneras en Energía de la PES del IEEE reconoce a una mujer meritoria en el campo de la ingeniería eléctrica. El premio da visibilidad a los esfuerzos, los logros y el potencial del futuro galardonado. Le permite ser un modelo inspirador para otras mujeres del sector.

Por último, el Premio a la Trayectoria de la Power & Energy Society del IEEE honra a los ingenieros eléctricos excepcionales por sus destacadas contribuciones a lo largo de su carrera

al arte y la ciencia en ingeniería de la energía eléctrica. El Premio al Servicio Meritorio de la PES del IEEE reconoce las contribuciones sobresalientes en el liderazgo y las actividades técnicas y educativas de la PES.

El reconocimiento es una función poderosa y reconfortante de cualquier Sociedad. Estos premios de la PES son sus herramientas para dar reconocimiento a los miembros que lo merecen. Por favor, utilícelos para nominar a las personas merecedoras que conocen. Para obtener más detalles sobre los premios de la Sociedad de la PES, incluida la composición del comité de premios, los procedimientos adoptados para el proceso de selección y los galardonados, puede consultar el siguiente enlace: <https://www.ieee-pes.org/pes-communities/awards>.



editorial invitada (continuación de la pág. 17)

nube pueden ser utilizados para agregar almacenamiento de todos los tipos de FED. Diferentes ensayos realizados en China demuestran que el funcionamiento del almacenamiento por baterías, los sistemas eléctricos ininterrumpidos, las cargas industriales flexibles y el almacenamiento térmico de las redes de calefacción pueden ser coordinados para proporcionar un amplio espectro de servicios de flexibilidad.

Nuestro último artículo, “Flexibilidad ascendente en sistemas multienergéticos”, de Regine Belhomme, Edoardo Corsetti, Christoph Gutschi, Kris Kessels, Ana Virag, Meysam Qadrdan, Xiandong Xu, Hailong Li y Jakub Jurasz, presenta pruebas realizadas en varios países europeos donde se proporciona flexibilidad a partir de sistemas con diversos tipos de energía (electricidad, gas, calefacción y refrigeración). A través de estos ejemplos

prácticos, los autores ilustran los requerimientos técnicos para la integración de sistemas multienergéticos, exploran las posibles corrientes de valor que pueden resultar y discuten cómo pueden surgir mercados energéticos integrados en el futuro.

Por último, la columna “En mi opinión”, de Mark McGranaghan, proporciona un resumen experto de las diferentes ventajas y desafíos de obtener flexibilidad de las FED. McGranaghan, al igual que muchos de nosotros, confía en que, a medida que se demuestren más conceptos y enfoques en todo el mundo, pronto podremos aprovechar al máximo las FED y lograr nuestros objetivos de asequibilidad, sostenibilidad, confiabilidad y resiliencia. Proporciona una columna verdaderamente profunda para concluir esta edición de la *IEEE Power & Energy Magazine*.

Agradecimientos

Agradecemos a la Universidad de Melbourne, Australia, y a la Universidad de Manchester, Reino Unido, donde trabajamos. Han sido muy solidarios con nuestras actividades de voluntariado dentro de la Power & Energy Society del IEEE. Un gran agradecimiento a los autores de esta edición que han trabajado duro para compartir con entusiasmo su notable experiencia. Un agradecimiento particular a Steve Widergren, editor en jefe de *IEEE Power & Energy Magazine*, y a Antonio Conejo, editor asociado de esta edición, quienes nos brindaron la posibilidad de servir como editores invitados y nos ayudaron amablemente a lo largo de cada paso del proceso, lo cual incluye sus comentarios.



historia (continuación de la pág. 106)

se debe a la presión del gas producida producida por el arco. Al expandirse, ejerce presión sobre el aceite a través de la misma abertura en que el arco se alarga, mientras este sigue la varilla de contacto. Este flujo de aceite enfriá el arco e inyecta una alta resistencia, dando paso a la apertura del circuito. Un arco alcanzado por aceite suele ser de unas pulgadas como máximo, comparado con uno de varios pies cuando lo interrumpe el aire.

El estudio del arco en sí y su acción y naturaleza en las condiciones encontradas en los interruptores tenía que ser la próxima área de enfoque. Pero no fue hasta la década de 1920 que los principios fundamentales que regulaban la formación y el carácter de los arcos se había llegado a entender mejor en cierta medida.

Alguna vez, los ingenieros de transmisión pensaron que una interrupción demasiado rápida del circuito de una línea de transmisión de alta tensión era algo indeseado. Los ingenieros entendieron que ocurría lo contrario: que la mejor solución era aislar el problema en menor tiempo posible. Esto requería una operación rápida del interruptor y, aunque eso suponía una misión difícil, protegía a los otros componentes del sistema eléctrico. El problema, entonces, era el de diseñar un disyuntor que cumpliera estos requerimientos de manera segura y abriera el circuito sin dañarse ni dañar al aparato conectado o a los equipos que se encontraran cerca.

Al comienzo de la Segunda Guerra Mundial, la profesión de ingeniería había llegado a entender, en detalle, el mecanismo del arco eléctrico durante un cortocircuito. En junio de 1946, L.J. Linda y B.W. Wyman, ingenieros de General Electric Co., publicaron un artículo en *AIEE Transactions* que resumía la teoría y las últimas tecnologías hasta ese momento. Desde un punto de vista básico teórico, poco ha cambiado a partir de esa fecha.

Lecturas complementarias

H. G. Stott, "Incidents in the operation of a large power plant and distribution system" (Incidentes en el funciona-

miento de una gran central eléctrica y sistema de distribución), *Electric J.*, vol. 2, pág. 278, 1905.

F. A. Furfari, "Andre Blondel", *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 10, n.º 3, págs. 12–15, mayo-junio de 2004. [En línea]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1286548>

F. Bedell y A. Creechore, *Alternating Currents* (Corrientes alternas). Nueva York: W.J. Johnston, 1893.

C.P. Steinmetz, "Complex quantities and their use in electrical engineering" (Cantidades complejas y su uso en la ingeniería eléctrica), en *Proc. Congr. Int. de Electricidad*, 1893, págs. 33–74.

H. Pender, "A trigonometric method for the solution of alternating current problems" (Método trigonométrico para la solución de problemas de corriente alterna), *AIEE Trans.*, vol. 28, n.º 2, pág. 1397, 2 de julio de 1908. doi: 10.1109/T-AIEE.1908.4768126.

W. R. Woodward, "Calculating short circuit currents in networks" (Cómo calcular las corrientes de cortocircuito en las redes), *Electric J.*, vol. 16, págs. 344–345, 1919.

C. L. Fortesque, "Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks" (Método de coordenadas simétricas aplicado a la solución de redes polifásicas), *AIEE Trans.*, vol. 37, n.º 2, págs. 1027–1140, junio de 1918. doi: 10.1109/T-AIEE.1918.4765570.

R. F. Schuchardt y E. O. Schweitzer, "The use of power-limiting reactances with large turbo-alternators" (El uso de reactancias limitadoras de potencia con grandes alternadores turbo), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 30, n.º 7, pág. 1669–1720, junio de 1911. doi: 10.1109/PAIEE.1911.6659610.

G. Forbes, *The Electrician*, Londres, Inglaterra, 24 de nov. de 1893.

S. P. Thompson, "The distribution of power from Niagara" (La distribución de energía desde Niágara), *Engineering*, 1 de dic. de 1893.

C. P. Steinmetz, "Power control and stability of electric generating stations" (Control de energía y estabilidad de las

estaciones generadoras de electricidad), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 39, n.º 2, págs. 1215–1287, julio de 1920. doi: 10.1109/T-AIEE.1920.4765322.

F. Bedell, "History of the A-C waveform, its determination and standardization" (Historia de la forma de onda de CA, su determinación y estandarización), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 61, n.º 12, págs. 864–868, dic. de 1942. doi: 10.1109/T-AIEE.1942.5058456.

H. W. Buck, "The Buffalo high-tension cable distribution system" (El sistema de distribución de cables de alta tensión de Buffalo), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 18, págs. 835–841, nov. de 1901.

W. S. Aldrich y G. W. Redfield, "Performance of an artificial forty-mile transmission line" (Rendimiento de una línea de transmisión artificial de cuarenta millas), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 18, págs. 339–360, ago. de 1901.

E. W. Rice, "The control of high potential systems of large power" (El control de sistemas de alto voltaje con gran potencia), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 18, págs. 407–420, ago. de 1901. doi: 10.1109/T-AIEE.1901.4764190.

A. R. Cheney, "The modern oil switch with special reference to systems of moderate voltage and large ampere capacity" (El interruptor de aceite moderno con referencias especiales a sistemas de tensión moderada y gran capacidad de amperios), *Proc. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 29, n.º 6, págs. 959–976, junio de 1910. doi: 10.1109/PAIEE.1910.6660135.

L. J. Linda y B. W. Wyman, "The development, design, and performance of magnetic-type power circuit breakers" (El desarrollo, diseño y rendimiento de los interruptores electromagnéticos), *Trans. Amer. Inst. Elect. Eng.*, vol. 65, n.º 6, págs. 386–393, junio de 1946. doi: 10.1109/T-AIEE.1946.5059359.

C. F. Wagner y R. Evans, *Symmetrical Components* (Componentes simétricos). Nueva York: Mc-Graw-Hill, 1933.

E. Clarke, *Circuit Analysis of AC Power* (Análisis de circuitos de potencia CA). Nueva York: Wiley, 1941.

eventos de la PES

para obtener más información, visite www.ieee-pes.org

El sitio web de la POWER & ENERGY Society (PES) del IEEE (<http://www.ieee-pes.org>) contiene una sección de eventos, la cual incluye solicitudes de artículos e información adicional sobre cada uno de los eventos patrocinados por la PES. Consulte el sitio web de la conferencia para obtener la información más actualizada.

Julio de 2021

Reunión General de la PES del IEEE (GM, por sus siglas en inglés, 2021), 25–29 de julio, evento virtual, contactar con Roseanne Jones, roseanne.jones@ieee.org, <http://www.pes-gm.org/2021/>

Agosto de 2021

Simposio sobre Tecnologías Navales Eléctricas del IEEE (ESTS, por sus siglas en inglés, 2021), 4–6 de agosto, evento virtual, contactar con Julie Chalfant, chalfant@mit.edu, <https://estss21.mit.edu>

Septiembre de 2021

Conferencia y Exposición Internacional GT&D de la PES del IEEE, Estambul (GTD, por sus siglas en

inglés), pospuesto hasta la primavera de 2023, Estambul, Turquía, contactar con Omer Usta, usta@ieee.org, <https://ieee-gtd.org/>

(EI2, por sus siglas en inglés, 2021), 22–24 de octubre, Taiyuan, China, contactar con Wenping Qin, qinwenping1027@163.com

Tecnologías de Redes Inteligentes Innovadoras en América Latina de la PES del IEEE (ISGT LA, por sus siglas en inglés, 2021), 15–17 de septiembre, evento virtual, contactar con Jorge Lafitte, dr.jorge.lafitte@ieee.org, <https://www.isgt2021.org/>

Octubre de 2021

Red de Potencia Electrónica del IEEE (eGRID, por sus siglas en inglés, 2021), 4–6 de octubre, evento virtual, contactar con Chan Wong, chan.wong@gmail.com

Tecnologías de Redes Inteligentes Innovadoras en Europa de la PES del IEEE (ISGT, por sus siglas en inglés, Europa 2021), 18–21 de octubre, evento virtual, contactar con Pourakbari Kasmaei Mahdi, mahdi.pourakbari@aalto.fi, <https://ieee-isgt-europe.org/>

Quinta Conferencia Internacional sobre Internet de la Energía e Integración de Sistemas Energéticos

Noviembre de 2021

Conferencia de Ingeniería Eléctrica del Pacífico de la PES del IEEE (APEEC, por sus siglas en inglés, 2021), 21–23 de noviembre, evento virtual, contactar con Boby Philip, boby.philip@ieee.org, <https://ieee-appeec.org/>

Diciembre de 2021

Tecnologías de Redes Inteligentes Innovadoras en Asia de la PES del IEEE (ISGT, por sus siglas en inglés, Asia 2021), 5–8 de diciembre, Brisbane, Australia, contactar con Tapan Saha, saha@itee.uq.edu.au, <https://ieee-isgt-asia.org/>

Para obtener más información sobre reuniones, seminarios web y eventos adicionales del comité técnico, visite nuestro calendario de la PES del IEEE en: <https://www.ieee-pes.org/meetings-and-conferences/conference-calendar>.

Identificador de Objeto Digital 10.1109/MPE.2021.3072826
Fecha de la versión actual: 21 de junio de 2021





POWER IN DISCOVERY

APRIL 25-28, 2022 | NEW ORLEANS

2022 CALL FOR PARTICIPATION OPENS JULY 8

Every two years, critical conversations take place among energy professionals from across the world at IEEE PES T&D that drive the future design and development of a reliable, resilient grid. With the cancellation of the 2020 event, and recent disruptions in our industry, the opportunity to help lead those conversations in New Orleans is more important than ever.

Power and energy professionals are invited to submit papers, panels, and tutorials on their innovative ideas, research, application experience, and expertise.

KEY DATES:

Submission Site Opens: **July 8, 2021**

Tutorial Submission Deadline: **August 6, 2021**

Paper and Panel Submission Deadline: **August 15, 2021**

**VISIT IEEET-D.ORG/CALLFORPARTICIPATION
TO LEARN MORE.**



Identificador de Objeto Digital 10.1109/

brio y flexibilidad a nivel de sistema, como se describe en estas contribuciones. También pueden aliviar las limitaciones de capacidad o los problemas de tensión en el sistema de distribución local, y pueden contribuir a la gestión de energía de la comunidad local y de los clientes en beneficio de esos consumidores. Un recurso de sistema de gran escala, como una gran instalación de baterías, no puede participar en todos estos flujos de valor.

- ✓ La combinación de estos flujos de valor puede hacer que las fuentes distribuidas sean la forma más económica de lograr la flexibilidad de la red.
- ✓ La gestión local de la energía con fuentes distribuidas puede contribuir a los objetivos comunitarios e individuales de descarbonización y eficiencia.
- ✓ La flexibilidad de las fuentes distribuidas puede aprovechar el acoplamiento del sector de energía a nivel local.
- ✓ La resiliencia se está convirtiendo en una preocupación cada vez más importante, especialmente a medida que electrificamos más sistemas críticos, como el transporte y la calefacción. Las fuentes locales pueden ayudar a proporcionar resiliencia a nivel local. La función de gestión de la energía, que es la base para proporcionar flexibilidad, también puede ser fundamental para la gestión general de la resiliencia de la red.
- ✓ La creciente atención a la electrificación de la calefacción y el transporte ejercerá nuevas presiones sobre la infraestructura de la red y requerirá inversiones adecuadas en la misma. Estas inversiones pueden optimizarse aprovechando las fuentes locales como alternativas sin cables.

Estas ventajas ilustran no solo que las fuentes distribuidas proporcionan

importantes beneficios para el consumidor individual y la comunidad, sino que también pueden utilizarse para proporcionar flexibilidad para un funcionamiento más económico y confiable de toda la red. Con las claras ventajas de la flexibilidad de las fuentes distribuidas para apoyar las estrategias generales de sostenibilidad, ¿por qué no se ha generalizado ya? Pues bien, eso es lo que se intenta abordar con los artículos de esta edición. También es un objetivo principal en las organizaciones de investigación de todo el mundo.

Estos son algunos de los retos prioritarios que debemos resolver:

- ✓ diseño de mercados y mecanismos que compensen la flexibilidad de las fuentes distribuidas generalizadas (incluidos tanto los mercados locales de servicios en beneficio del sistema local como los mercados de sistemas más amplios de servicios agregados para optimizar el rendimiento de la red más amplia)
- ✓ plataformas y estándares que faciliten esta participación y ofrezcan algunas garantías al mercado sobre la confiabilidad de esta participación
- ✓ infraestructura de comunicación que pueda apoyar la aplicación de estas plataformas y estándares
- ✓ medición inteligente Y otros sensores/monitoreos en las fuentes locales para integrarse con la infraestructura de comunicación y las plataformas de control, gestión y verificación del rendimiento

- ✓ modelos y herramientas para incluir las fuentes distribuidas en el proceso de planificación de los sistemas de transmisión y distribución
- ✓ sistemas de gestión de fuentes de energía distribuida e integración con las operaciones de distribución y gestión en general
- ✓ coordinación entre los problemas del sistema de transmisión y distribución y los flujos de valor potenciales
- ✓ soluciones de ciberseguridad y privacidad que permitan participar de forma segura sin compartir información privada sobre los consumidores individuales.

Estoy muy contento de ver aquí ejemplos de soluciones que abordan muchas de estas preocupaciones. En esta edición se describen conceptos valiosos como

los límites operativos, las plataformas de mercado de distribución, la evaluación de las necesidades de la red en las herramientas de planificación, el acoplamiento de sistemas multienergéticos, las centrales eléctricas virtuales que son compatibles con la red local, la recarga de vehículos eléctricos compatibles con la red y los sistemas de gestión de fuentes de energía basados en la nube. Estos son ejemplos de conceptos interesantes que nos acercan a una red integrada.

Las fuentes distribuidas también pueden utilizarse con el objetivo de proporcionar flexibilidad para un funcionamiento más económico y confiable de toda la red.

Estas contribuciones ilustran los beneficios potenciales de obtener flexibilidad de las fuentes distribuidas. Desde el punto de vista del cliente y de la comunidad, la integración de estas fuentes proporciona otro flujo de valor para ayudar a justificar las inversiones en descarbonización, eficiencia y resiliencia local.

Teniendo esto en cuenta, vuelvo al tema de la resiliencia para mi comentario final. Ya sean incendios forestales, tormentas u otros impactos en la red, la importancia de la resiliencia sigue creciendo. La electrificación de los sistemas críticos acentuará aún más el valor de la resiliencia. Dónde invertir en soluciones de resiliencia se está convirtiendo en un problema crítico de planificación.

A medida que vayamos construyendo la infraestructura descrita en esta edición para satisfacer los requerimientos de flexibilidad mediante soluciones ascendentes, también iremos sentando las bases para ofrecer soluciones locales de resiliencia. Estas soluciones también pueden formar parte de la estrategia para que las comunidades tomen el control de sus costos de energía, la descarbonización, la resiliencia

y la sostenibilidad. A medida que seguimos innovando y demostrando nuevos enfoques hacia nuestros objetivos de descarbonización, sostenibilidad y resiliencia, es alentador ver la amplia colaboración y el intercambio de resultados que están ayudando a acelerar el avance.

—Mark McGranaghan



El Índice de Anunciantes de esta edición se elabora como un servicio a nuestros lectores y anunciantes: el editor no se responsabiliza de los errores u omisiones, aunque hace todo lo posible por garantizar su exactitud. Asegúrese de informar a nuestros anunciantes que los encontró a través de la *IEEE Power & Energy Magazine*.

Empresa	N.º de pág.	URL	Teléfono
ASPEN, Inc.	CVR4	www.aspeninc.com	+1 650 347 3997
Bigwood Systems, Inc.	14	www.bigwood-systems.com	+1 607 257 0915
CIRED 2021	17	cired2021.org	
CYME	CVR 2	www.eaton.com/cyme	+1 800 361 3627
DIgSILENT GmbH	3	www.digsilent.de/distributed-generation	
EasyPower LLC	105	www.EasyPower.com/demo	
ETAP	12	etap.com/eprotect	+1 949 900 1000
Hendrix Wire & Cable/Marmon Utility	103	www.marmonutility.com	+1 603 673 2040
P & R Technologies	99	www.pr-tech.com	+1 800 722 8078
Powertech Labs, Inc.	6	www.dsatools.com	
PowerWorld Corporation	8	www.powerworld.com	+1 217 384 6330
PSCAD un producto de MHI	7	pscad.com	
RTDS Technologies, Inc.	9	www.rtds.com/RSCAS-FX	
SKM Systems Analysis, Inc.	5	www.skm.com	+1 800 500 4SKM
Tana Wire Markers	106	www.tanawiremarker.com	+1 573 796 3812
TDK-Lambda Americas	13	www.us.lambda.tdk.com	+1 732 795 4100
Trench Limited	CVR 3	www.trench-group.com	+1 416 751 8570
Varasset	101	varasset.com	
YVI Labs	109	www.photoplusplus.com	

445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854

Representante de IEEE power & energy magazine

Erik Henson
Naylor Association Solutions
+1 352 333 3443, fax: +1 352 331 3525
ehenson@naylor.com

flexibilidad de red integrada

Dónde encontrarla

LA CRECIENTE PENETRACIÓN DE la generación renovable, tanto a nivel del sistema de gran escala como en todo el sistema de distribución, es inevitable y se está acelerando. Esto impone todo tipo de exigencias a la planificación y el funcionamiento de la red.

Y lo que es más importante, tendremos que asegurarnos de que haya fuentes que proporcionen la flexibilidad que necesita la red con una alta penetración de energías renovables: energía para los períodos de baja generación renovable, capacidad de ajuste de carga cuando los niveles de generación cambian, regulación de la frecuencia, inercia, etc. Esto sucede al mismo tiempo que estamos electrificando más el sistema eléctrico, imponiendo cargas adicionales a la red.

Desde hace varios años, el sector habla del concepto de red integrada. La idea es que la mejor manera de planificar y operar un sistema con una penetración muy alta de generación renovable variable e intermitente es aprovechar las fuentes de flexibilidad a todos los niveles. Esto significa desarrollar las tecnologías, las herramientas y los sistemas que permitirán una verdadera integración (no solo alojamiento) de las fuentes ampliamente

distribuidas en la red. Me entusiasmó ver que dedicábamos una edición entera de la *IEEE Power & Energy Magazine* a este mismo tema. Veamos por qué tiene tanto sentido integrar las fuentes distribuidas para ayudar a gestionar y optimizar la red.

A medida que aumentan los requerimientos de flexibilidad de la red del futuro, debemos crear los mecanismos para obtener flexibilidad de todas las fuentes posibles. Las fuentes de generación deben seguir brindando flexibilidad.

Esto puede incluir la generación de energías renovables, los inversores inteligentes en los sistemas fotovoltaicos y los controles avanzados de las turbinas eólicas. Hemos aprovechado los sistemas de almacenamiento por bombeo durante muchos años, y ahora estamos viendo instalaciones de baterías muy grandes que proporcionan servicios de flexibilidad.

Definitivamente necesitaremos más fuentes de gran flexibilidad como estas en la red.

Sin embargo, también tenemos que aprovechar el enorme potencial de flexibilidad de las fuentes distribuidas. Esta podría ser la mayor oportunidad de todas. ¿Qué son estas fuentes distribuidas? Como describen los autores en esta edición, incluyen la generación distribuida y el almacenamiento de

energía, la carga flexible de vehículos eléctricos, el almacenamiento térmico y la respuesta de la demanda. Y lo que es más importante, estas fuentes son locales para los consumidores y las comunidades. Tienen beneficios locales, como proporcionar fuentes de energía económicas, eficiencia energética, gestión de la demanda, calidad de la energía y confiabilidad.

El uso de estas fuentes para proporcionar beneficios de flexibilidad a la red puede aportar más flujos de valor para los propietarios de las fuentes y una mejor solución para la gestión de la red y la inversión. No obstante, la inclusión de estas fuentes distribuidas para proporcionar beneficios a la red sin crear nuevos problemas a nivel de distribución es una propuesta desafiante. Los diferentes enfoques para la gestión de las fuentes (control directo, control de los clientes, gestión basada en los precios, etc.) complican aún más el problema.

Esta edición ofrece ejemplos concretos de cómo se están abordando algunos de estos retos. Me hace confiar en que las fuentes distribuidas pueden constituir una parte clave de la solución de flexibilidad de la red. En primer lugar, consideraremos las ventajas de obtener flexibilidad de las fuentes del cliente y de la comunidad:

- ✓ Las fuentes locales distribuidas pueden aportar valor a todos los niveles de la red. Pueden agruparse para proporcionar equili-

Debemos
crear los
mecanismos
para obtener
flexibilidad
de todas
las fuentes
posibles.

The Future is Blue



Reliable
Power Supply



Environmental
Protection



Economic
Efficiency



Introducing our Blue CLEAN AIR Instrument Transformers with option to connect remotely via SENSGEAR® for Advanced Monitoring

Acknowledged by our customers as the optimal solution towards decarbonization, clean technology and CO₂-neutral solutions for substations. Portfolio available for Current Transformers and Combined Instrument Transformers up to 245 kV, Voltage Transformers up to 420 kV and Station Service Voltage Transformers (SSVT) up to 362 kV and 167 kVA.

Now with references in North America.

Product Benefits:

- Zero Global Warming Potential (GWP) & Ozone Depletion Potential (ODP)
- Non-hazardous gas or oil leakages
- Based on proven SF₆ technology from Trench Germany
- Explosion-proof design
- Suitable for -50°C/F
- Sensgear® for monitoring gas density available



T R E N C H

To learn more, call: +1-416-751-8570 or email: sales.ca@trench-group.com
www.trench-group.com

#thefutureisblue

ASPEN

OneLiner

Short circuit and relay coordination program

trusted by utilities worldwide



ASPEN OneLiner™

Powerful, fast, intuitive and easy to use

Applications

PRC compliance

Fault location

Circuit breaker rating

Arc flash calculations

Relay setting and testing

System-wide coordination studies

Advanced features

Simulates breaker-failure conditions

Models wind and solar plants and VSC converters

Time-distance diagram

Vendor-specific distance relay models

Relay coordination checking with stepped events

Built-in API for customized solution modules

ASPEN 49 N. San Mateo Dr., San Mateo, CA 94401 USA

650-347-3997 info@aspeninc.com www.aspeninc.com