

05-016

(05-016) - Modeling and simulation of high renewable integration distribution networks based on open-source solutions

Parreño Rodríguez, Adelaida ¹; Molina Garcia, Angel ¹; Ramallo Gonzalez, Alfonso P. ¹

¹ Universidad Politécnica de Cartagena

This study analyses the impact of high integration of renewable energies in medium voltage networks during demand response events conducted at low voltage level to reduce consumption. Open-source tools were utilised to design and simulate electrical networks, integrating real consumption data, photovoltaic generation, and electric vehicle load profiles as potential flexible assets. The analysis focused on line losses and load factors to evaluate the effects of demand response events. The results highlight the necessity for careful planning of these events to avoid undesirable demand peaks, proposing practical solutions such as staggered and customised demand response events, with potential applicability in Energy Communities. This contributes to more equitable access to energy and promotes energy sustainability.

Keywords: Consumption reduction; Demand Response Event; Photovoltaic generation; Flexible Solutions

Modelado y Simulación de Redes de Distribución con Alta Integración Renovable Basado en Soluciones Open-Source

Este estudio analiza el impacto de la alta integración de energías renovables en redes de media tensión durante eventos de respuesta a la demanda realizados en baja tensión para reducir el consumo. Se utilizaron herramientas de código abierto para diseñar y simular redes eléctricas, integrando datos reales de consumo, generación fotovoltaica y perfiles de carga de vehículos eléctricos, como activos flexibles potenciales. El análisis se centró en las pérdidas de línea y factores de carga para evaluar los efectos de los eventos de respuesta a la demanda. Los resultados destacan la necesidad de una planificación cuidadosa de estos eventos para evitar picos indeseados de demanda, proponiendo soluciones prácticas como eventos de respuesta a la demanda escalonados y personalizados, con aplicabilidad potencial en las Comunidades Energéticas. Esto contribuye a un acceso más equitativo a la energía y promueve la sostenibilidad energética.

Palabras clave: Reducción de consumo; Evento de Respuesta a la Demanda; Generación Fotovoltaica; Soluciones Flexibles

Correspondencia: Adelaida Parreño Rodríguez, adelaida.parreno@edu.upct.es



©2024 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción y objetivos

La electricidad es un recurso indispensable en la vida cotidiana, esencial para mantener a las personas conectadas con el entorno, calentar los hogares, alimentar a las familias y operar equipos vitales para la salud. A pesar de su importancia crítica, la disponibilidad y el costo de la electricidad están influenciados por dinámicas de mercado, avances tecnológicos, así como por regulaciones tanto a nivel nacional como internacional. Estos factores están, a su vez, impactados por elementos bien conocidos, incluyendo la creciente integración de fuentes de energía renovable, las variaciones en los precios de la electricidad, los conflictos geopolíticos y fenómenos económicos como la inflación (IEA, 2023b; REN21, 2021). La prioridad a la transición energética actual solo crece en urgencia y rapidez de aplicabilidad del despliegue de soluciones y lo que implica. Más concretamente en el ámbito europeo, los objetivos en el paquete de energía limpia proporcionan una guía y unas metas para los distintos países a las que se suma el escenario de Cero Emisiones Netas 2050 (Commission, 2021; IEA, 2023a). Esta transición está por un lado enfocada en las energías renovables y su implementación, y por otro en disponer y ofrecer soluciones flexibles, tanto para los sistemas eléctricos como sectores del transporte y la calefacción (smartEn, 2019).

Todo ello hace que el sistema tradicional se vaya quedando obsoleto y necesite una reestructuración, ante el aumento de complejidad. Este cambio ha propiciado la aparición de las denominadas Redes Inteligentes (Smart Grids en inglés, SGs). Estas redes son una versión evolucionada de las redes eléctricas tradicionales, que incluyen recursos actuales y soluciones más avanzadas. Pueden proporcionar eficiencia, fiabilidad y sostenibilidad mientras integran recursos distribuidos, sistemas de digitalización, gestión, control y comunicación. Estas últimas características son relevantes debido a que no solo hay flujo de energía, sino también flujo de información disponible entre los diferentes agentes (European Commission, 2022; Hoang et al., 2021; UK Government, 2016). Las SGs tratan de de sistemas activos y bidireccionales (AlMuaini, 2017; Senjyu & Howlader, 2016). En este nuevo paradigma, las microrredes adquieren mayor relevancia al considerarse como potenciales soluciones hacia esa descentralización, junto a la generación distribuida un componente clave de este nuevo paradigma (Hakimi et al., 2020; Nikmehr et al., 2018), siendo ambas de gran relevancia en las SGs, ya que facilitan su integración y mejora de la resiliencia (Zheng et al., 2021).

Centrándonos en la integración de recursos renovables, el principal inconveniente es su carácter fluctuante e intermitente, dependiente de las condiciones climáticas, lo que hace una necesidad de flexibilidad mayor y dificulta la fiabilidad de la red. La generación distribuida solar fotovoltaica (FV) y eólica han sido algunas de las más ampliamente desplegadas en muchos países (Hamwi et al., 2021; Honarmand et al., 2021; Rani et al., 2023; Wu et al., 2022). A estos desafíos se les añade: cumplimiento de objetivos ambientales, no sobrepasar la demanda pico, las fluctuaciones de potencia, cuidar el estrés de las redes las pérdidas de energía, etc (Worighi et al., 2019). Es importante tener en cuenta que las redes están diseñadas para satisfacer las necesidades de todos los consumidores, incluidos grandes, medianos y pequeños (Fener, 2007; Worighi et al., 2019). Se identifican entonces importantes desafíos para el sector energético, con consecuencias no sólo para países, gobiernos, entidades energéticas o empresas; sino también para los usuarios finales.

Como se ha ido viendo descentralización y flexibilidad son las dos palabras que definen hacia donde está avanzando el sistema eléctrico tradicional, a las que se añade el empoderamiento de los ciudadanos. Este último trata de su evolución hacia un papel más involucrado en el sector energético está adquiriendo cada vez más interés, movimiento y participación. En este contexto, a través de iniciativas como Comunidades Energéticas o Cooperativas Energéticas (Rescoop, 2022), se mueven agrupaciones de consumidores junto con el facilitar el despliegue

de tecnología inteligente facilitadora de fomentar consumos y generaciones más eficientes y optimizadas. De esta manera, se están involucrando en el camino que va hacia una mayor flexibilidad energética (Hamwi et al., 2021; Mansouri et al., 2021).

Aquí es donde surge la necesidad de soluciones flexibles introduciendo no sólo al almacenamiento, sino el concepto de respuesta a la demanda. Esto ha dado a la definición de estrategias que van bajo el nombre de programas de gestión de la demanda (Amicarelli et al., 2017; Jafari et al., 2020; McPherson & Stoll, 2020). Estos programas de gestión engloban la flexibilidad energética teniendo en cuenta ii) la eficiencia energética; iii) programas de respuesta a la demanda; iv) a gestión del almacenamiento; v) programas de ahorro energético, cuyo usuario suele ser el consumidor final. Con ello se ve de nuevo ese papel activo que se mencionaba previamente donde personas se unen con un fin común, que incluso se ve potencial para reducir la pobreza energética (Parreño-Rodríguez et al., 2023). Sin embargo, una de las grandes limitaciones actuales es acercarse al mercado energético. Debido a ello, van surgiendo nuevos actores, como aquellos intermediarios entre los mercados y los usuarios finales o agregadores. Estos actores, sería en un principio, gestores y aseguradores de flexibilidad en nombre del individuo que no puede acceder, hoy en día, cierto nivel del sector energético. Por otro lado, estaría los operadores de sistemas de distribución que van buscando la evolución de sus funciones, siguiendo el facilitar la integración de renovables, y la descentralización del sistema eléctrico (EDSO, 2023). De todo ello surge la importancia de los programas de respuesta a la demanda. Estos programas han estado recibiendo una atención significativa por parte del sector eléctrico (Paterakis et al., 2017; Rasouli et al., 2023; Stanelyte et al., 2022).

El Escenario de Emisiones Netas Cero pronostica 500GW de capacidad de respuesta a la demanda disponible en 2030 debido al Escenario de Emisiones Netas Cero. Sin embargo, el despliegue general del mercado de respuesta a la demanda no se acerca a cubrir esta cantidad de energía. El crecimiento actual no es lo suficientemente rápido como para coordinarse con el crecimiento en la necesidad de flexibilidad. De hecho, menos del 2 % del potencial de flexibilidad de la demanda, cuya necesidad se está duplicando y creciendo, se está utilizando. Se estima que para 2030, al ritmo actual, la combinación de operación de almacenamiento y respuesta a la demanda no alcanzará las tres cuartas partes de la flexibilidad global deseada (IEA, 2023a).

Las estrategias de respuesta a la demanda (Demand Response, siglas en inglés DR) tienen un enfoque dual, con un aspecto centrado en promover la participación de los usuarios finales proponiendo comportamientos alternativos para cambiar o desplazar su consumo de energía y, el otro aspecto dirigido a gestionar y equilibrar la demanda en la red incluyendo la resolución de desafíos de red que hacen necesaria el DR (Amewornu & Nwulu, 2021). Si bien el enfoque en la participación del usuario final en DRs tiene un interés en la literatura muy grande, se debe considerar y analizar el impacto de los DRs en la red. Los sistemas energéticos juegan un papel crucial al tener dos misiones: (i) garantizar el suministro confiable y eficiente de electricidad a los clientes, manteniendo la estabilidad e integridad de la red, gestionando eficazmente la oferta y la demanda, y asegurando que la energía distribuida se produzca de manera ambientalmente sostenible; (ii) garantizar el equilibrio del sistema eléctrico a nivel de red y la continuidad del servicio, teniendo la capacidad de abordar y resolver cualquier problema como congestión, desequilibrios de voltaje, fluctuaciones de potencia, demanda pico o cualquier otro desafío imprevisto que pueda surgir (Hochstetler, 2021). De manera que ¿cuál es el impacto de estas soluciones flexibles aplicadas en BT sobre las redes de Media Tensión (MT) que cuentan con una alta integración de energías renovables? Explorar esta interacción en las redes de MT podría ampliar significativamente el alcance de las estrategias de DRs.

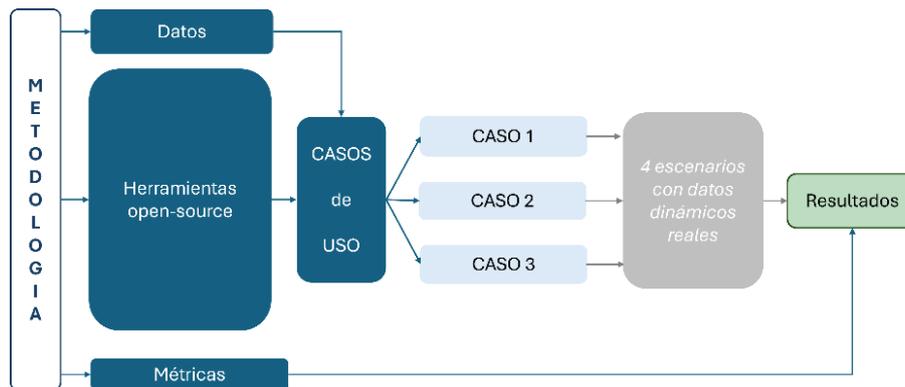
En este trabajo se analizan redes de generación distribuida con alta integración de energía renovable desde la perspectiva de la red. Más específicamente, se centra en el análisis del impacto y las consecuencias de los eventos de respuesta a la demanda (acrónimo anglosajón

DRE) a nivel de usuario final en las redes de media tensión, mediante el análisis de diferentes métricas.

2. Metodología

En esta sección se describe la metodología propuesta. En primer lugar, se muestra un diagrama general de la metodología en la Figura 1. Dicha metodología incluye el diseño y simulación de redes eléctricas mediante la utilización de herramientas de software libre de código abierto. Pandapower ha sido seleccionado como solución, basado en un paradigma de programación orientada a objetos, y especializado en flujos de carga.

Figura 1: Esquema general

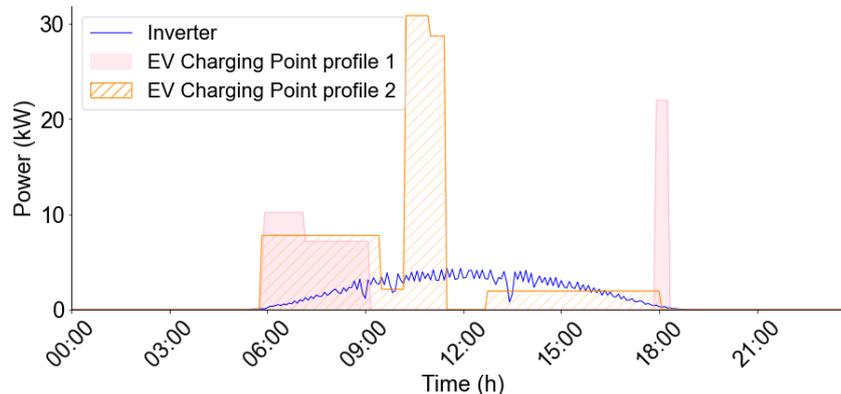


El resto de la sección se divide en los siguientes apartados, los cuales están directamente relacionados con el diagrama presentado en la figura anterior: (i) Datos, (ii) Herramientas, (iii) Métricas y (iv) Casos de estudio.

2.1 Datos

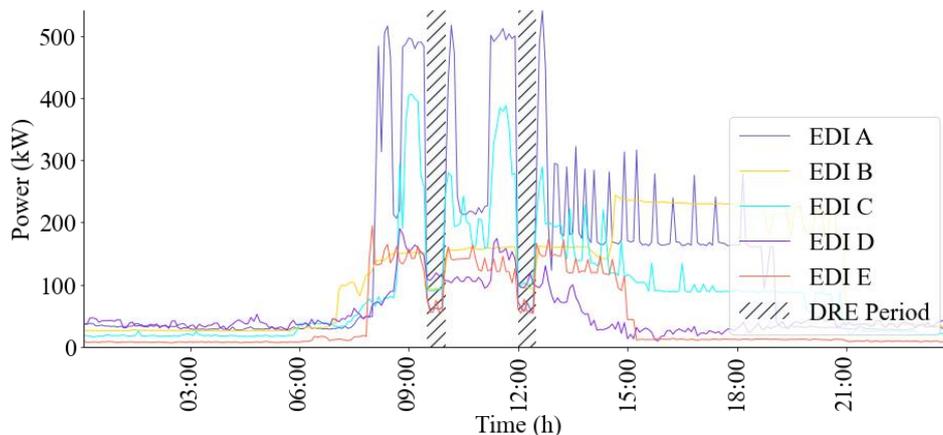
Los datos utilizados en este trabajo se basan en datos reales de generación y consumo de ámbito universitario. Los datos reales utilizados pertenecen al curso 2021/ 2022. En este caso, se incluyeron dos tipos principales de datos que se han dividido en términos de modelado técnico: (i) datos de generación de fuentes renovables, obtenidos de los inversores de una instalación fotovoltaica ubicada en la universidad; (ii) datos de demanda: consumo de edificios y consumo de vehículos eléctricos (VEs, o acrónimo inglés EVs) de algunos cargadores de VEs de la universidad. Los VEs se han considerado e incluido en la matriz de Datos debido a su potencial en el campo de la flexibilidad energética. En la Figura 2 se muestra un ejemplo de los perfiles de datos reales de puntos de recarga y de uno de los inversores solares.

Figura 2: Datos de generación/carga – Ejemplo de un inversor / Perfiles de punto de carga VEs



Específicamente, los datos de consumo de edificios incluyeron información de edificios universitarios en los que se han realizado eventos de respuesta a la demanda. Esos DREs se realizaron los días 27 y 28 de julio de 2022. Los eventos consistieron en dos períodos de 30 minutos en el que se desconectaron los sistemas de climatización con el objetivo de reducir el consumo de demanda eléctrica. Todos los eventos de respuesta a la demanda se llevaron a cabo simultáneamente. Estos DREs fueron en los periodos de entre las 09:30 y las 10:00 y de 12:00 a 12:30. La línea de referencia considerada ha sido la de los dos días anteriores, 25 y 26 de julio de 2022, ya que son días de comportamiento de consumo cotidiano y cercanos a los días con DREs, con el fin de poder comparar con demanda habitual de esos días. Los perfiles de demanda de esos edificios se muestran en la Figura 3. A partir de estos datos se puede observar cómo en algunos edificios se llevaron a cabo fases de preenfriamiento antes de los DREs, como es el caso del Edificio A y C. Además, se observa el “efecto rebote” que ocurre justo después de encender los sistemas de HVAC. La fase de preenfriamiento tiene como objetivo mantener el confort del usuario climatizando el edificio (al reducir el set-point de la temperatura interior solo unos pocos grados) antes de que los sistemas de HVAC se desconecten durante el evento de DR. Este comportamiento depende principalmente de las características térmicas del edificio y del nivel de ocupación de este, entre otros factores. Cuando los sistemas de HVAC compensan cualquier fluctuación de temperatura interna que pueda haber ocurrido durante las desconexiones, se puede producir un pico de demanda justo inmediatamente de encender los equipos de climatización, esto se conoce como el “efecto rebote” mencionado previamente. Ambos factores son muy importantes para mantener una temperatura interna estable con mínimas fluctuaciones de demanda eléctrica durante los eventos de respuesta aplicados.

Figura 3: Perfiles de demanda – Edificios del caso de estudio



2.2 Herramientas

Todos los datos reales fueron obtenidos a través de una API privada. Una API es un conjunto de herramientas y reglas que permiten la comunicación estructurada entre programas. Además, todos estos datos pasan primeramente por una fase de preprocesamiento para tratar y limpiar los datos en crudo. Este preprocesamiento de datos es esencial para garantizar que el análisis y simulación estén libres de anomalías y duplicados. Para ello, se ha utilizado el lenguaje abierto, Python. Además, Python, junto con sus bibliotecas como pandas, ha sido usado para desarrollar los archivos de entrada de datos en el formato requerido y conforme a los requisitos de la herramienta Pandapower. Herramienta utilizada para el diseño, modelaje y simulación de las redes eléctricas del presente estudio, además de para su lectura, y para el análisis de datos de los resultados obtenidos.

Pandapower es una herramienta de software de código abierto utilizada para diseñar y analizar sistemas eléctricos de baja, media y alta tensión (Thurner et al., 2018). Utiliza el

lenguaje de programación Python para el diseño del sistema y la caja de herramientas PYPOWER para el análisis y la optimización del sistema. Pandapower proporciona diferentes herramientas de análisis para evaluar e identificar posibles problemas en el sistema de energía simulado. El solucionador integrado de flujo de potencia se basa principalmente en el método de Newton-Raphson por defecto, aunque ofrece otras variantes y metodologías. Permite construir modelos de sistemas eléctricos y aumentar su complejidad, ya que tiene una arquitectura modular, es decir, se pueden agregar funcionalidades adicionales según lo considere necesario el usuario.

El software funciona mediante el desarrollo del código a través del lenguaje Python para modelar el sistema eléctrico deseado por el usuario, configurando la simulación y generando los resultados correspondientes. Se ha elegido esta herramienta porque además de ser de uso libre y tener una alta compatibilidad con paquetes de Python, permite simular modelos de sistemas eléctricos con renovable, con datos de entrada constantes y también con datos dinámicos.

2.3 Métricas

Las métricas utilizadas para analizar los resultados han sido las pérdidas de línea y el factor de carga. Las pérdidas de energía (EL) se refieren a la cantidad de energía disipada (kWh) como calor debido a la resistencia de los materiales conductores en la línea y se calcula como se indica en (1). Están principalmente afectadas por la resistencia (R) por metro y la corriente (I) que fluye a través de la línea, así como por la longitud de la línea (L).

$$PL (kWh) = 3 \cdot I^2(A) \cdot R (\Omega) \cdot L (m) \cdot \left(\frac{1}{12 \cdot 1000} \right) \quad (1)$$

En cuanto al factor de carga (FL) para obtener la relación entre la potencia promedio en la línea y la potencia máxima en la línea con la ecuación (2). El factor de carga proporciona una indicación de qué tan cerca está la línea de transmitir su capacidad máxima. Si el factor de carga se acerca a 0, significa que la línea está cerca de su capacidad mínima. Para el estudio los resultados del factor de carga se han calculado en porcentaje, de 0 a 100%.

$$FL (\%) = \frac{P_{media} (kW)}{P_{max} (kW)} \cdot 100 \quad (2)$$

2.4 Casos de estudio

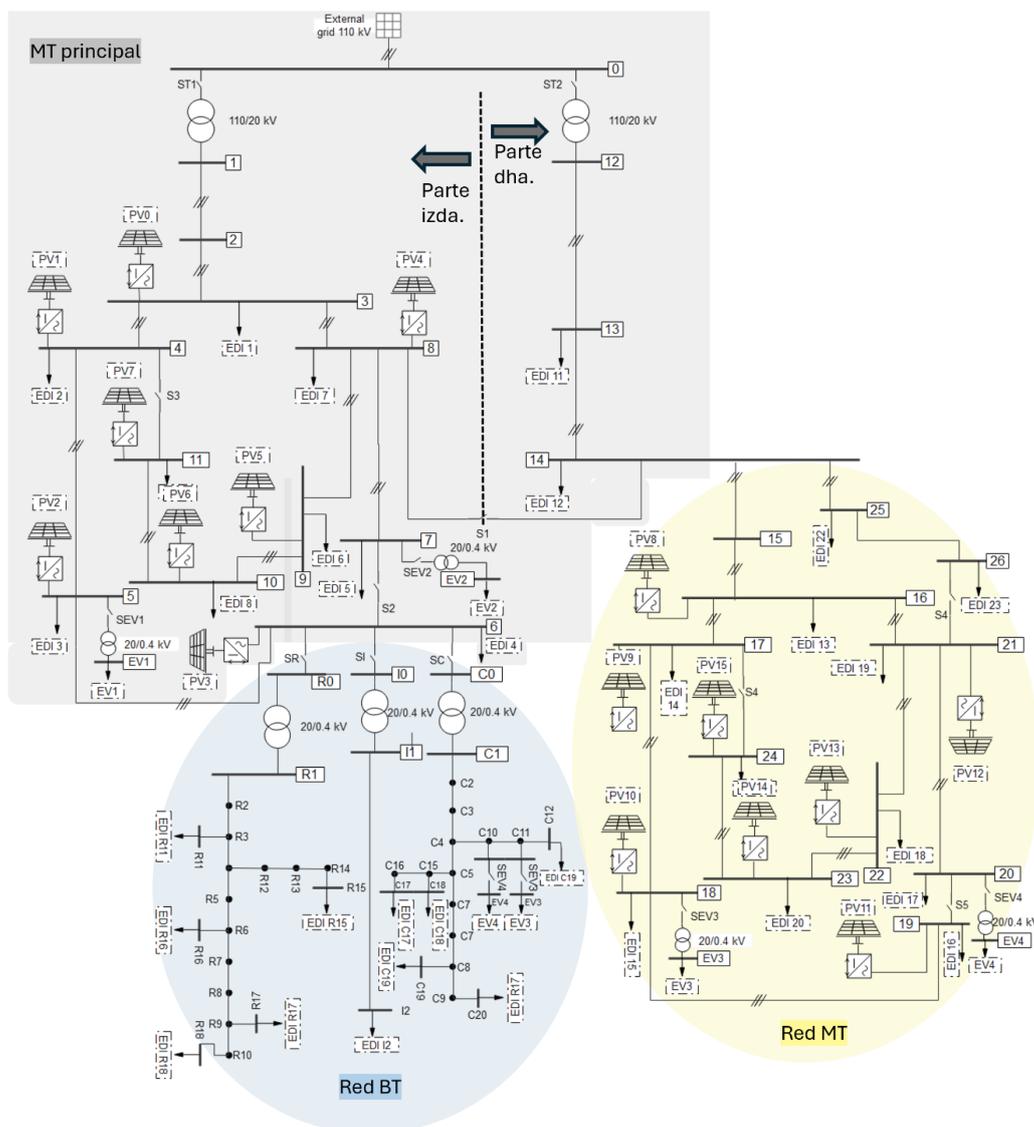
Se han realizado y analizado tres casos de estudio diferentes de simulaciones de redes con datos reales. Los tres casos consisten en tres redes de distribución eléctrica alta integración de generación renovable basada en las redes de distribución CIGRE de media tensión y baja tensión. La red CIGRE fue desarrollada originalmente por el Grupo de Trabajo C6.04.02 de CIGRE (K. Strunz et al., 2014). El objetivo era permitir el análisis y la validación de nuevos métodos y técnicas que faciliten la integración de recursos energéticos distribuidos en diferentes niveles de voltaje.

Para cada caso de estudio se han realizado cuatro simulaciones dinámicas correspondientes a cuatro días completos con diferentes de datos. Este enfoque se tomó para establecer una línea base para la comparación en los resultados que incluyera los dos días anteriores a los días en que los edificios tuvieron eventos de respuesta a la demanda. Por lo tanto, a modo de terminología las cuatro simulaciones o escenarios por caso se etiquetaron como día 1, 2, 3 y 4, siendo Día 1 y Día 2 - cuando no ocurrieron eventos de respuesta a la demanda en los edificios – Día 3 y Día 4 - cuando ocurrieron los eventos de respuesta a la demanda en los edificios -.

Cada uno de los tres casos, dispone de cuatro ficheros de entrada de datos individualizados, pero que todos corresponden a Día 1, 2, 3 y 4. Estos archivos consisten en agrupaciones de datos según el tipo de dato para mantener la magnitud de las cargas originales de las redes CIGRE, tanto a nivel de generación renovable (fotovoltaica), como de consumo (solo los edificios). Los puntos de generación han sido el resultado de agregar los datos de generación de los inversores para formar instalaciones fotovoltaicas de la misma magnitud que la original de CIGRE. Las cargas de consumo en las redes de MT son agregaciones de los datos de los edificios para el día que corresponda según el día, y cuando se trata de las cargas de consumo de una red de BT, corresponden a edificios independientes. En cuanto a las cargas de consumo por vehículos eléctricos se han utilizado dos perfiles de carga (Figura 2) que son los que se han utilizado en los datos de entrada.

Esta metodología permite un análisis más completo del impacto de los eventos de respuesta a la demanda en las redes de distribución de media tensión bajo diferentes tipos de configuraciones de modelo de red (basadas en redes estándares) y datos reales. En la Figura 4 se encuentran los tres casos modelados.

Figura 4: Casos 1, 2 y 3 - Modelado de red en MT y BT



El caso 1 se compone únicamente de la red de MT (se ha llamado, a nivel estructural, como MT principal) sombreada en gris. El propósito es ver el impacto directo de DREs en una red de distribución de MT con alta integración renovable. Para este caso, los cuatro escenarios consisten en: día 1 y día 2 (no tienen DREs) y día 3 y día 4 (sí tienen DREs). Cada caso tiene su propio archivo de entrada, ya que tanto la configuración de los datos y las redes eléctricas cambian por cada caso. El caso 2 es la red de MT principal de la que cuelga una red detallada de BT, es decir parte sombreada en gri más la sombreada en azul. En los datos de la red de MT no hay días con DREs, y en la red de baja sí. Los escenarios, son día 1 y 2, no cuentan con DREs ni en BT, ni en MT; día 3 y 4, tienen DREs solo en BT. Con ello se podrá ver el comportamiento de la red de distribución de MV con renovable, ante los eventos llevados a cabo en la red de BT.

Por último, el caso 3, este consiste en el diseño de la red del caso 2, pero amplificándola, es decir, se ha añadido una red detallada de MT (MT2-sombreado amarillo) en la red MT principal, que además tiene la red BT, es decir, los tres sombreados. De manera, que los cuatro escenarios se componen de, día 1 y 2, que no hay nunca DREs, y días 3 y 4, que solo hay DREs en la red de BT y MT secundaria. EL objetivo es ver cómo actúa la red principal MT ante DREs en la red de BT y en la red añadida (aquí llamada MT secundaria) de MT.

3. Resultados

Tras realizar las cuatro simulaciones (con todos los interruptores cerrados) para cada caso, se calcularon y analizaron los factores de carga y las pérdidas de líneas de las líneas mostradas en las Figura 5 y Figura 6, respectivamente.

Figura 5: Casos 1, 2 y 3 - Factor de carga

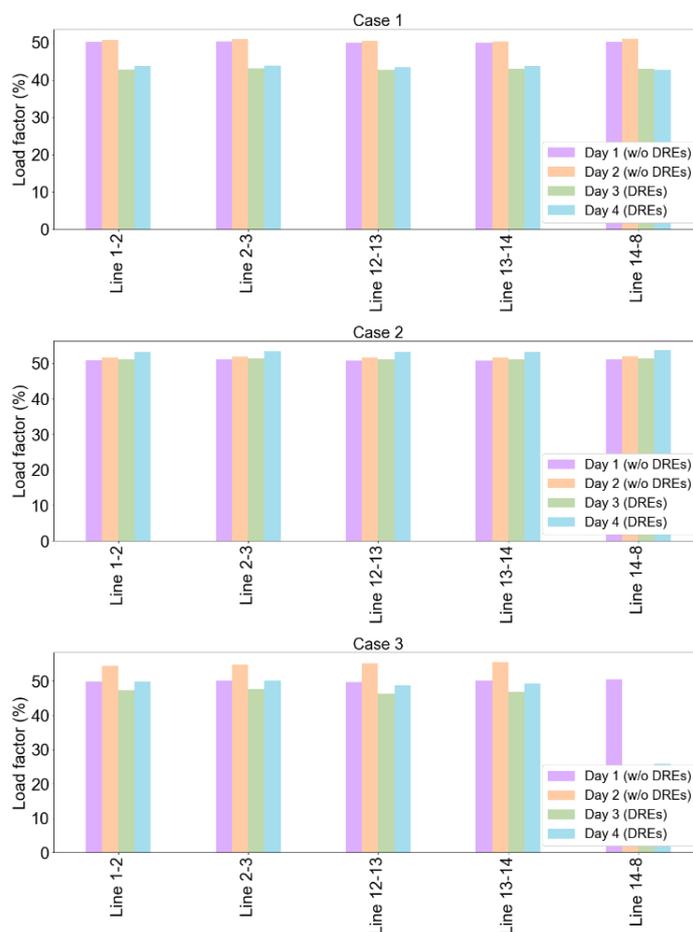
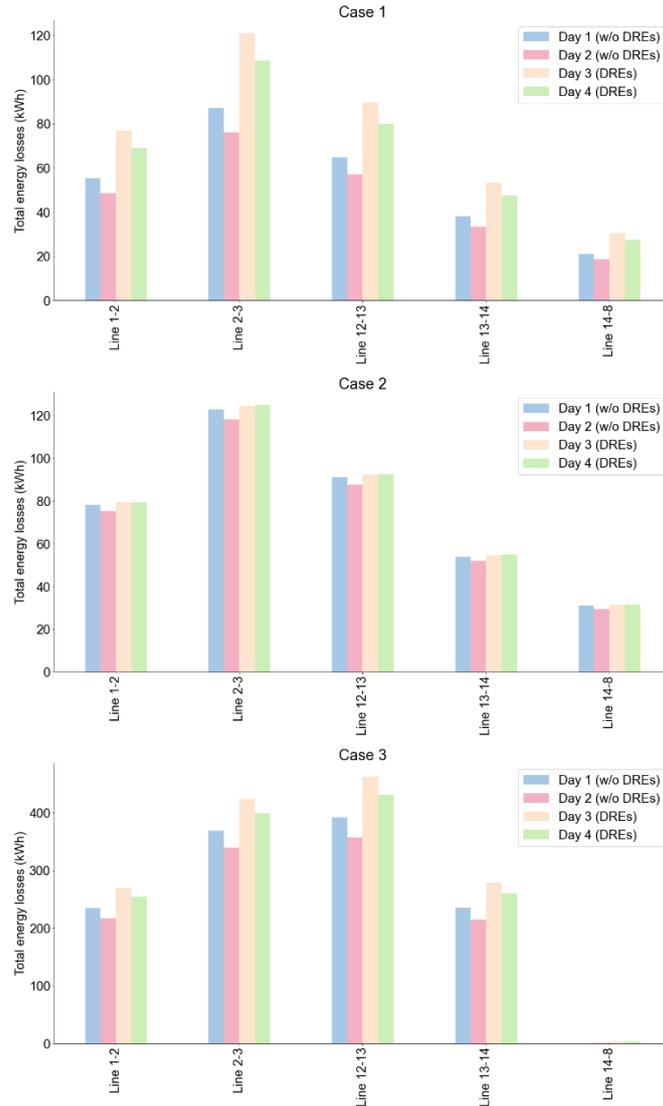


Figura 6: Casos 1, 2 y 3 – Estimación de pérdidas en líneas



A primera vista ya se observa que las pérdidas de línea y los factores de carga no son directamente proporcionales, de hecho cuando en una línea el factor de carga aumenta en esta las pérdidas de líneas, el comportamiento en la pérdidas difiere. De la fase de análisis se han recopilado os aspectos principales que se resumen en:

1) Pre-enfriamiento | DREs simultáneos | N° de DREs realizados

Estos tres aspectos para ello se han tomado como ejemplo la línea 2-3, que su caso se aplica al resto. donde se puede ver el comportamiento de la potencia, principal factor que afecta a los factores de carga. Ya que las pérdidas de línea se vieron que aquellas líneas más largas presentan valores más elevados, como ocurre con la línea 1-2, 2-3, 12-13 y 13-14. En esta línea se puede ver que en los días 3 y 4 el caso 1 y 3 (este último se ve en la Figura 8), los picos aumentaban y la potencia media se mantenía, provocando esa disminución del factor de carga. En cambio, en el Caso 2, Figura 7, se observó que el efecto en la red MT principal es menor al haberse realizado menos DREs, solo los que se producen en edificios individuales en la red de BT. Manteniéndose el factor de carga similar a los días 1 y 2. En el análisis se observó que aunque la potencia efectivamente se

reducía en esos periodos deseados, se generaba un pico de potencia que es mayor incluso que el de la línea base.

Figura 7: Caso 2 – Demanda de potencia: línea 2-3

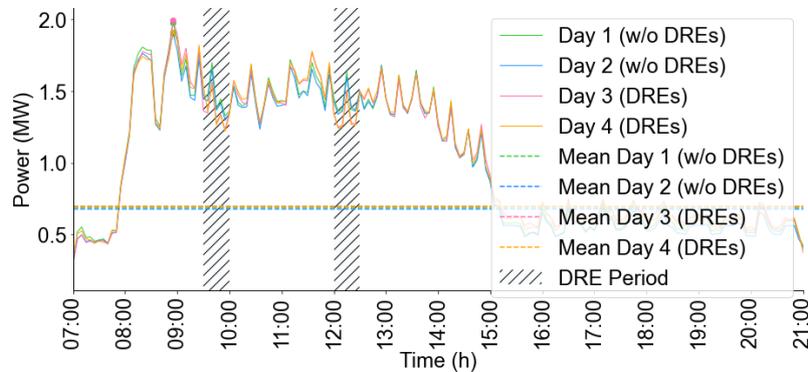
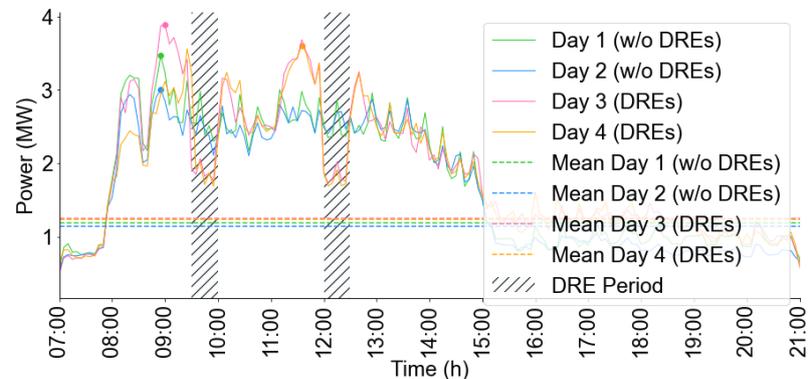


Figura 8: Caso 3 – Demanda de potencia: línea 2-3



2) Configuración de la red – conexiones internas.

Se realizó una simulación extra en el Caso 3 en el que se abría el interruptor S1 (Línea 14-8 queda inhabilitado) para ver el comportamiento de las dos, derecha e izquierda, por separado. Tras ello se observó que la parte izquierda se comportaba como ocurría en el caso 2. En cuanto a la parte derecha se veía un aumento de tanto perdidas como factore de cargas tanto en la Línea 12-13 como la 13-14, Figura 9y Figura 10,. En ellas se ve como asume la parte derecha todos los DREs y debido a ello aumenta tanto FC y PL. Esto demuestra como las conexiones entre redes afectan al comportamiento de la red de media tensión, Al final se ha pasado de un Caso 3 donde el impacto de los DREs estaba más repartido, a que cuanto una línea de conexión entre redes principales se desconecta puede sin lugar a duda dar un giro en el comportamiento, que puede afectar a no solo los objetivos de del DREs, son del impacto en la red.

Figura 9: Caso 3 con Interruptor S1 abierto – Factor de carga

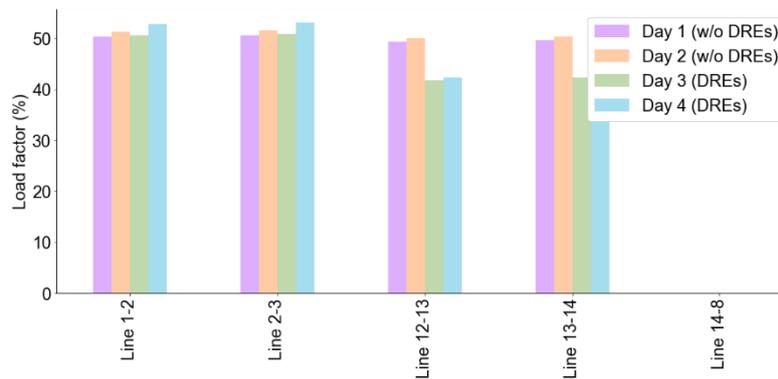
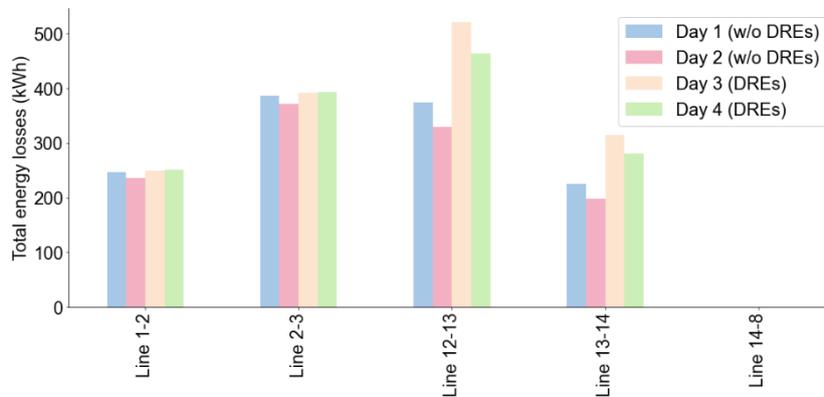


Figura 10: Caso 3 con Interruptor S1 abierto – Pérdidas de línea



De manera que con estos resultados se observa que los eventos de respuesta a la demanda pueden ser eficaces para reducir la potencia y aliviar la carga en la red de media tensión. Sin embargo, es crucial reconocer que estos eventos pueden provocar aumentos en la potencia máxima, especialmente cuando se realizan simultáneamente y se aplican fases de preenfriamiento para evitar afectar la comodidad del usuario final. La configuración de la red y las conexiones interredes son factores determinantes en el comportamiento de la red de media tensión. Por último, una línea base adecuada y bien definida es esencial para evaluar con precisión los impactos de los eventos.

4. Conclusiones

El estudio concluye que la efectividad de los eventos de respuesta a la demanda debe evaluarse considerando los objetivos específicos para los que fueron creados. Es esencial tener en cuenta los impactos tanto favorables como desfavorables en la red y considerar los efectos indirectos de estos eventos. Para mejorar la eficiencia de dichos eventos de respuesta a la demanda, se recomienda escalonar los eventos y analizar la inercia térmica de los edificios al planificar eventos. También sería beneficioso identificar momentos en los que la generación renovable produce exceso de energía para diseñar eventos específicos en esos períodos.

El uso de dispositivos inteligentes y plataformas digitales puede facilitar la implementación de eventos de respuesta a la demanda y mejorar la coordinación con las partes interesadas del sector energético. Además, está el mundo del almacenamiento de energía y los vehículos eléctricos. El uso eficiente de los sistemas de almacenamiento de energía sería clave, ya que podrían utilizarse, por ejemplo, para almacenar el exceso de energía de los sistemas

fotovoltaicos y utilizarse durante cortes de energía u otros fines de consumo, realizando en última instancia la transferencia de carga. En cuanto a los vehículos eléctricos, con sistemas bidireccionales, podrían verse como baterías móviles y, con sistemas de gestión de la demanda, la carga de vehículos eléctricos podría adaptarse a las necesidades energéticas de la red.

Por otro lado, las Comunidades Energéticas tienen un gran potencial para integrar soluciones energéticas flexibles y abordar la vulnerabilidad energética mediante estrategias eficientes. Normalmente, estas comunidades disponen de tecnología renovable a nivel local, que se comparte entre los miembros, y cada vez es más incluyen sistemas de gestión y monitorización que permiten recopilar y analizar datos para ser más sostenibles y eficientes. Esto permite implementar eventos de respuesta a la demanda personalizados para satisfacer las necesidades específicas de cada comunidad. Incluso podrían responder de manera flexible a los requisitos de los Operadores del Sistema de Distribución u otros interesados en el sector de la energía.

Finalmente, el empleo estratégico de herramientas de acceso libre fomenta la colaboración y la equidad en la investigación, creando un entorno propicio para el desarrollo continuo del sector energético. Garantizar un suministro eléctrico estable y eficiente es fundamental para promover el desarrollo de comunidades más sostenibles y resilientes.

Referencias

- AlMuhaini, M. (2017). Impact of Distributed Generation Integration on the Reliability of Power Distribution Systems. En *Distributed Generation Systems* (pp. 453-508). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00010-8>
- Amewornu, E. M., & Nwulu, N. I. (2021). Assessing the impact of demand response programs on the reliability of the Ghanaian distribution network. *PLOS ONE*, *16*(3), e0248012. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0248012>
- Amicarelli, E., Tran, T. Q., & Bacha, S. (2017). Flexibility service market for active congestion management of distribution networks using flexible energy resources of microgrids. *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260198>
- Commission, E. (2021). *Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law')*. <https://doi.org/10.2833/10759>
- EDSO. (2023). *EDSO Smart Grids*. E.DSO. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/>
- Fener. (2007). *Guía Básica de la Generación Distribuida*. www.fenercom.com
- Hakimi, S. M., Hasankhani, A., Shafie-khah, M., & Catalão, J. P. S. (2020). Demand response method for smart microgrids considering high renewable energies penetration. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, *21*, 100325. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100325>
- Hamwi, M., Lizarralde, I., & Legardeur, J. (2021). Demand response business model canvas: A tool for flexibility creation in the electricity markets. *Journal of Cleaner Production*, *282*, 124539. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124539>
- Hoang, A. T., Pham, V. V., & Nguyen, X. P. (2021). Integrating renewable sources into energy system for smart city as a sagacious strategy towards clean and sustainable process. *Journal of Cleaner Production*, *305*, 127161. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127161>
- Hochstetler, R. L. (2021). Markets for flexibility: Product definition, market design, and regulation. En *Variable Generation, Flexible Demand* (pp. 451-476). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823810-3.00003-0>
- Honarmand, M. E., Hosseinezhad, V., Hayes, B., Shafie-Khah, M., & Siano, P. (2021). An Overview of Demand Response: From its Origins to the Smart Energy Community. *IEEE Access*, *9*, 96851-96876. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3094090>
- IEA. (2023a). *Demand Response – Analysis - IEA*. <https://www.iea.org/reports/demand-response>
- IEA. (2023b). *Global Energy Crisis – Topics - IEA*. <https://www.iea.org/topics/global-energy-crisis>
- Jafari, A., Khalili, T., Ganjehlou, H. G., & Bidram, A. (2020). Optimal integration of renewable energy sources, diesel generators, and demand response program from pollution, financial, and reliability viewpoints: A multi-objective approach. *Journal of Cleaner Production*, *247*, 119100. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119100>
- K. Strunz, E. Abbasi, C. Abbey, C. Andrieu, F. Gao, T. Gaunt, A. Gole, N. Hatzigiorgiou, & R. Irvani. (2014). *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources* (CIGRE Task Force C6). <http://www.e-cigre.org>

- Mansouri, S. A., Ahmarinejad, A., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Shafie-Khah, M., & Catalão, J. P. S. (2021). Demand response role for enhancing the flexibility of local energy systems. En *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems* (pp. 279-313). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823899-8.00011-X>
- McPherson, M., & Stoll, B. (2020). Demand response for variable renewable energy integration: A proposed approach and its impacts. *Energy*, 197, 117205. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.117205>
- Nikmehr, N., Wang, L., Najafi-Ravadanegh, S., & Moradi-Moghadam, S. (2018). Demand Response Enabled Optimal Energy Management of Networked Microgrids for Resilience Enhancement. En *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks* (pp. 49-74). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814891-4.00003-5>
- Parreño-Rodríguez, A., Ramallo-González, A. P., Chinchilla-Sánchez, M., & Molina-García, A. (2023). Community energy solutions for addressing energy poverty: A local case study in Spain. *Energy and Buildings*, 296, 113418. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113418>
- Paterakis, N. G., Erdinç, O., & Catalão, J. P. S. (2017). An overview of Demand Response: Key-elements and international experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 871-891. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.167>
- Rani, P., Arora, V. P., & Sharma, N. K. (2023). *Improved Dynamic Performance in Grid Connected Wind Energy System Using Dynamic Voltage Restorer* (pp. 141-150). <https://doi.org/10.1007/978-981-19-4971-5-11>
- Rasouli, V., Gomes, A., & Henggeler Antunes, C. (2023). An optimization model to characterize the aggregated flexibility responsiveness of residential end-users. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 144, 108563. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2022.108563>
- REN21. (2021). *Renewables 2021 Global Status Report*. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- Rescoop. (2022). *FLEXIBILITY SERVICES FOR ENERGY COOPERATIVES*. <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Flexibility-services-for-energy-cooperatives.pdf>
- Senjyu, T., & Howlader, A. M. (2016). Operational aspects of distribution systems with massive DER penetrations. En *Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems* (pp. 51-76). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803212-1.00003-9>
- European Commission. (2022). *Smart grids and meters*. https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en
- smartEn. (2019). *The smartEn Map Network Tariffs and Taxes*. www.cyber-grid.com
- Stanelyte, D., Radziukyniene, N., & Radziukynas, V. (2022). Overview of Demand-Response Services: A Review. *Energies*, 15(5), 1659. <https://doi.org/10.3390/en15051659>
- Turner, L., Scheidler, A., Schafer, F., Menke, J.-H., Dollichon, J., Meier, F., Meinecke, S., & Braun, M. (2018). Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6), 6510-6521. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021>
- UK Government. (2016). *Smart Meters and Demand Side Response*. <https://www.gov.uk/government/publications/>
- Worigi, I., Maach, A., Hafid, A., Hegazy, O., & Van Mierlo, J. (2019). Integrating renewable energy in smart grid system: Architecture, virtualization and analysis. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 18, 100226. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100226>

Wu, Q., Tan, J., Jin, X., Zhang, M., & Turk, A. (2022). Introduction of integrated energy systems. En *Optimal Operation of Integrated Multi-Energy Systems Under Uncertainty* (pp. 1-16). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824114-1.00006-8>

Zheng, D., Zhang, W., Netsanet Alemu, S., Wang, P., Bitew, G. T., Wei, D., & Yue, J. (2021). The concept of microgrid and related terminologies. En *Microgrid Protection and Control* (pp. 1-12). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821189-2.00008-5>

**Comunicación alineada con los
Objetivos de Desarrollo Sostenible**

