



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento de Economía y Administración de Empresas

Área de Conocimiento: Organización de Empresas

TRABAJO FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARKING INTELIGENTE
CON EL USO DE LAS TECNOLOGÍAS V2X EN LA ESCUELA DE
INGENIERÍA INDUSTRIALES DE MÁLAGA (EII)**

Grado en Ingeniería de Organización Industrial

Autor: Alejandro Pastor Schoenrogge

Tutor: Santiago Calero Castro



A mis padres, por su cariño,
amor y apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida, este trabajo es tan mío como
vuestro.

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Grado va a ir centrado al incentivo del uso del coche eléctrico como medio de transporte habitual en los núcleos urbanos aportando una visión diferente del mismo, dando a los propietarios de este tipo de vehículos una forma más de uso de su coche, no solo usándolos como medio de transporte sino como una herramienta de negocio. Con el crecimiento de la movilidad urbana, y el auge de las tecnologías, los sistemas inteligentes de estacionamiento se han vuelto esenciales para optimizar los recursos energéticos.

La Escuela de Ingeniería Industriales de Málaga es un lugar clave en la ciudad por su alta demanda, tanto eléctrica como de plazas de aparcamiento, debido al aumento de volumen de personas que van accediendo a la universidad año tras año, coincidiendo con el crecimiento de Málaga a nivel tecnológico. Ante estas dos tendencias se puede implementar el uso de las tecnologías V2X en las plazas de aparcamiento, tecnología que permite conectar el coche eléctrico a la red eléctrica nacional, transfiriéndose la electricidad de forma bidireccional, con la intención de aplanar la curva de consumo y estabilizar la frecuencia de la red.

Para ello analizaremos en que consiste las Smart Grids, las V2X, poniendo en contexto a este tipo de tecnologías, incluyendo normativa y legislación, además de revisar los estudios y líneas de investigación que se están desarrollando con este tipo de tecnología.

La metodología empleada incluye un análisis energético de la escuela, donde se estudiará los puntos máximos de demanda, el diseño del parking, y un estudio de las consecuencias de la implantación de las V2X en los parkings para la escuela, pasando de una red eléctrica convencional a una Smart Grid.

Finalmente se presentarán las conclusiones sobre la viabilidad de la



implantación y se propondrán futuras líneas de desarrollo para facilitar la transición hacia un parking cada vez más alineado con las tendencias tecnológicas futuras. El trabajo tiene la intención de aportar soluciones innovadoras que simplifique la transición hacia un transporte cada vez más sostenible con el uso de tecnologías de gran interés para una sociedad futura donde cada vez más se van a explotar un mayor número de recursos energéticos.

Palabras clave: Smart Grid, V2X, Movilidad eléctrica, Estudio de viabilidad, parking inteligente

ABSTRACT

The present Final Degree Project focuses on encouraging the use of electric vehicles as a regular mode of transportation in urban areas, offering a different perspective by providing electric vehicle owners with an additional use for their cars—not only as a means of transportation but also as a business tool. With the growth of urban mobility and the rise of new technologies, intelligent parking systems have become essential for optimizing energy resources.

The School of Industrial Engineering in Málaga is a key location in the city due to its high demand for both electricity and parking spaces, resulting from the increasing number of people accessing the university each year, in line with Málaga's technological growth. In light of these trends, the use of V2X technologies can be implemented in parking spaces. This technology enables electric vehicles to connect to the national power grid, allowing electricity to flow bidirectionally with the aim of flattening the consumption curve and stabilizing the grid's frequency.

To achieve this, we will analyze the concepts of Smart Grids and V2X technologies, providing a contextual framework that includes relevant regulations and legislation, as well as reviewing studies and research lines currently being developed in this field.

The methodology includes an energy analysis of the school to study peak demand points, parking design, and an evaluation of the consequences of implementing V2X technologies in the school's parking facilities. This will involve transitioning from a conventional power grid to a Smart Grid.

Finally, conclusions will be presented regarding the feasibility of the implementation, along with proposals for future development to facilitate the transition toward a parking system increasingly aligned with future technological trends. The project aims to provide



innovative solutions that simplify the transition into a more sustainable transportation, leveraging advanced technologies that will play a key role in a future society where energy resources will be increasingly utilized.

Key words: Smart Grid, V2X, Electric mobility, Viability study, smart parking

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| Capítulo 1. INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1.1. Antecedentes | 16 |
| 1.2. Objetivos | 18 |
| 1.3. Alcance | 18 |
| Capítulo 2. CONTEXTO DE LAS SMART GRIDS | 19 |
| 2.1 Smart Grids | 19 |
| 2.2 Red Eléctrica Convencional | 20 |
| 2.3 Concepto de Smart Grid..... | 22 |
| 2.4 Tecnologías y actividades de investigación de las Smart Grids | 23 |
| 2.5 Distribución, Transmisión y Generación de una Red Convencional y una Smart Grid | 28 |
| 2.6 Aportaciones de las Smart Grids..... | 30 |
| 2.7 Consideraciones necesarias para las Smart Grid..... | 31 |
| 2.8 Generación distribuida y Microgrids | 34 |
| Capítulo 3: TECNOLOGÍAS V2X..... | 37 |
| 3.1 Tecnologías V2X | 37 |
| 3.2 Infraestructura V2G | 38 |
| 3.3 Marco legal de los servicios de balance en el sistema energético peninsular español | 40 |
| Capítulo 4. CONSUMO Y MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR..... | 47 |
| 4.1 Consumo eléctrico | 47 |
| 4.2 Funcionamiento del mercado diario..... | 49 |
| 4.3 Mercado minorista | 50 |
| 4.4 Mercado mayorista..... | 52 |
| 4.5 Estudio de mercado energético en España..... | 53 |



| | |
|--|-----------|
| Capítulo 5. GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA | 56 |
| 5.1. Modelos de aprendizaje automático más usados en la previsión de la demanda | 57 |
| 5.2. Métodos para el aprendizaje supervisado | 57 |
| 5.3. Métodos para el aprendizaje no supervisado | 59 |
| Capítulo 6. GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIALES (EII) | 60 |
| 6.1. Consumos energéticos de la Escuela de Ingeniería Industriales | 60 |
| 6.2. Potencia activa y Potencia Reactiva..... | 61 |
| 6.3 Curva de Potencia Activa de la Escuela | 64 |
| 6.4 Curva de Potencia Reactiva de la Escuela | 67 |
| 6.5 Relación entre la Potencia Activa y la Potencia Reactiva..... | 70 |
| 6.6 Conclusión del análisis | 71 |
| Capítulo 7. GESTIÓN INTELIGENTE DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIALES | 72 |
| 7.1 Peak Shaving y Estabilización de Frecuencia..... | 72 |
| 7.2. Estrategias de optimización para la carga y descarga y lograr el Peak Shaving en la Escuela de Ingeniería | 75 |
| 7.3 Modelo de optimización lineal | 76 |
| 7.3 Resultados de la estrategia de optimización..... | 78 |
| 7.3.1 Horas de carga | 78 |
| 7.3.2 Horas de descarga | 79 |
| 7.3.3 Nivel de energía..... | 79 |
| 7.4 Aspectos claves de la estrategia de optimización de carga..... | 80 |
| Capítulo 8. ELECTRIC DEMAND PREDICTOR | 82 |
| 8.1 Uso de librerías | 82 |
| 8.2. Introducción al modelo | 83 |
| 8.3 Análisis Exploratorio de los Datos (EDA) | 84 |
| 8.4 Random Forest Regressor | 89 |

| | |
|---|------------|
| 8.4.1 Entrenamiento del modelo | 89 |
| 8.4.2 Feature importance..... | 90 |
| 8.4.3 Validación del modelo | 90 |
| 8.5 Electric Demand Predictor | 93 |
| Capítulo 9. IMPLANTACIÓN DEL PARKING INTELIGENTE | 94 |
| 9.1 Viabilidad técnica y recursos necesarios | 94 |
| 9.1.2 Componentes de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (I.R.V.E) | 96 |
| 9.2 Localización del parking..... | 96 |
| 9.3 Instalación del parking | 98 |
| 9.3.2 Conexión de los cargadores a la acometida eléctrica..... | 99 |
| 9.4 Funcionamiento del parking | 101 |
| Capítulo 10. ANÁLISIS ECONÓMICO..... | 102 |
| 10.1 Análisis de costes..... | 102 |
| 10.2 Análisis de beneficios | 104 |
| 10.3 Impacto ético, social y medioambiental..... | 109 |
| Capítulo 11. LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN Y DEL TRABAJO | 111 |
| 11.1 Proyectos en activo V2G | 113 |
| CONCLUSIONES GENERALES..... | 115 |
| Bibliografía | 117 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|---|----|
| Ilustración 1. Pacto Verde Europeo | 17 |
| Ilustración 2. Ilustración 2. Tabla comparativa entre vehículos 2024-2025 | 19 |
| Ilustración 3. Ilustración 3. Estructura de la Smart Grid..... | 23 |
| Ilustración 4. Ilustración 4. Medidor Avanzado AMI..... | 24 |
| Ilustración 5. Ilustración 5. Software for a predictive management | 25 |
| Ilustración 6. Ilustración 6. What is a BESS? | 26 |
| Ilustración 7. Ejemplo de visualización de los sincrofasores a tiempo real..... | 28 |
| Ilustración 8. Esquema de un sistema de Microgrids..... | 36 |
| Ilustración 9. V2H V2G V2L ¿Cuáles son los usos de la carga bidireccional? | 39 |
| Ilustración 10. Cómo se fija el precio de la electricidad en España..... | 48 |
| Ilustración 11. Gráfico del mercado diario | 52 |
| Ilustración 12. Tecnologías en el programa diario base de funcionamiento | 55 |
| Ilustración 13. Representación del dataset de la EII con el que se está trabajando..... | 60 |
| Ilustración 14. Triangulo de potencia | 62 |
| Ilustración 15. Código en Visual Studio para graficar las curvas de demanda | 64 |
| Ilustración 16. Curva de potencia activa..... | 65 |
| Ilustración 17. Gráfico de dispersión Consumo vs hora de la potencia activa | 66 |
| Ilustración 18. Curva de potencia reactiva de la Escuela de Ingeniería..... | 67 |
| Ilustración 19. Gráfica dispersión Potencia Reactiva | 68 |

| | |
|--|-----|
| Ilustración 20. Gráfica comparativa entre P y Q..... | 70 |
| Ilustración 21. Representación gráfica del Peak Shaving | 72 |
| Ilustración 22. Estabilización de frecuencia: control primario de turbinas hidráulicas - parte I..... | 74 |
| Ilustración 23. Requirements que se necesitan para el modelo..... | 83 |
| Ilustración 24. Código para añadir la variable de la estación del año..... | 84 |
| Ilustración 25. Boxplot del día de la hora del día | 85 |
| Ilustración 26. Boxplot del día del mes..... | 86 |
| Ilustración 27. Boxplot del día del mes..... | 86 |
| Ilustración 28. Boxplot de la estación del año | 87 |
| Ilustración 29. Boxplot del día del mes..... | 87 |
| Ilustración 30. Visualización outliers..... | 88 |
| Ilustración 31. Cálculo del R^2 para el modelo..... | 89 |
| Ilustración 32. Gráfico de dispersión "Real vs Predicted" para P y Q..... | 92 |
| Ilustración 33. Interfaz app de escritorio | 93 |
| Ilustración 34. IQ EV Charger 2..... | 94 |
| Ilustración 35. Localización parkings | 97 |
| Ilustración 36. Ejemplo de ubicación parking subterráneo en la EII..... | 98 |
| Ilustración 37. Tabla de secciones de cables (Reglamento de Baja Tensión)..... | 100 |
| Ilustración 38. Esquemas transformadores de la Escuela de Ingeniería | 101 |
| Ilustración 39. Gráfico comparativo curva demanda original y demanda neta..... | 104 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| <i>Tabla 1. Comparación de una red convencional con una Smart Grid.....</i> | 21 |
| <i>Tabla 2. Tabla resumen legislación energética España.....</i> | 45 |
| <i>Tabla 3. Diferencias entre tarifa regulada (PVPC) y tarifa libre.....</i> | 51 |
| <i>Tabla 4. Tabla de frecuencias por horas (P).....</i> | 66 |
| <i>Tabla 5. Tabla de frecuencia por horas (Q).....</i> | 68 |
| <i>Tabla 6. Horas de carga en la estrategia de optimización.....</i> | 78 |
| <i>Tabla 7. Horas de descarga en la estrategia de optimización.....</i> | 79 |
| <i>Tabla 8. Nivel de energía por vehículo (t1-t14).....</i> | 80 |
| <i>Tabla 9. Escala de importancia de nuestras variables.....</i> | 90 |
| <i>Tabla 10. Métricas estadísticas MAE, MSE, R² de nuestro modelo.....</i> | 92 |
| <i>Tabla 11. Tabla de horas totales cargadas.</i> | 107 |
| <i>Tabla 12. Tabla de horas totales descargadas.....</i> | 107 |



Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, alrededor del 56% de la población mundial- 4400 millones de habitantes- vive en ciudades. Se espera que esta tendencia continúe, ya que la población urbana aumentará a más del doble para el año 2050, momento en el que 7 de cada 10 personas vivirán en ciudades.

Debido a que más del 80% del PIB (Producto Interior Bruto) mundial se genera en las ciudades, si se logra una urbanización de los grandes núcleos de las ciudades de forma adecuada, se puede lograr un crecimiento de acuerdo con las nuevas normativas redactadas en los últimos años, incrementando de esta manera la innovación y la productividad de la sociedad. En concreto en Málaga hay más de medio millón de habitantes repartidos en los distritos malagueños, por lo que, si se logra una urbanización sostenible gestionada correctamente, se puede lograr que la ciudad sea un referente en términos urbanísticos de acuerdo con el desarrollo económico que lleva desarrollándose en la ciudad andaluza desde hace ya unos años atrás.

Sin embargo, el ritmo y la magnitud de la urbanización plantea desafíos de acuerdo con el contexto energético actual, un desarrollo sostenible, un correcto desarrollo económico y un correcto desarrollo social deben de ser temas de gran importancia si queremos crear un futuro sostenible y responsable.

Se está ejerciendo presión sobre la tierra y los recursos naturales de las urbes, lo que hace que las ciudades sean responsables de dos tercios del consumo mundial de energía y de más del 70% de las emisiones de gases efecto invernadero, desempeñando los núcleos urbanos cada vez un papel más importante para hacer frente al cambio climático.

La construcción de ciudades que sean verdes, green cities, con iniciativas en innovación y tecnología, necesita de una coordinación de políticas y decisiones sobre inversión, desempeñando un papel fundamental los gobiernos nacionales y locales. De acuerdo con estas problemáticas se desarrolló la Agenda 2030, plan de acción a favor de las personas, el planeta y la prosperidad, y entre los objetivos de esta agenda se encuentra una energía asequible y no contaminante,

acciones para combatir el cambio climático o la transición hacia ciudades y comunidades sostenibles.

En el entorno de la Escuela de Ingeniería se ha ido detectando un principal problema en el sistema de climatización, donde el sistema de arranque consume mucha potencia reactiva, afectando así a la calidad eléctrica. Este problema se podría solucionar mediante formas de generar un sistema back up eléctrico renovable para conectarlo a la red y funcionar así como una fuente energética externa en puntos pico o intervalos de tiempo donde sea necesario inyectar esta electricidad.

1.1. Antecedentes

La revolución de los coches eléctricos se puede remontar a mediados del siglo XIX, con la creación del primer coche eléctrico llevado a cabo por el catedrático holandés Sibrandus Stratingh a pequeña escala. Este coche eléctrico estaba desarrollado por un pequeño triciclo alimentado por celdas no recargables. Aunque se piensa que actualmente es donde más dominancia en el mercado ha tenido el coche eléctrico (VE), no es una creencia correcta, ya que es en el siglo XIX, al cual se conoce por ser la edad de oro de este tipo de vehículo, cuando más éxito tuvo.

No obstante, con la llegada del siglo XX se desarrolló una evolución en los motores de combustión interna reportando una mayor autonomía y velocidad en este tipo de vehículos que lo portaban, contribuyendo así a un declive en la curva de demanda propia de los vehículos electrificados. Hubo un resurgir del interés por este medio de transporte tras la Segunda Guerra Mundial, debido a la escasez de recursos, como el combustible, durante y después del conflicto. Algunos ejemplares que se introdujeron durante esos años fueron el Peugeot VLV (1941), primer coche eléctrico producido por Peugeot o el Tama de Nissan (1947), vehículo que permitía la extracción de las baterías. Hay que esperar a la aparición de la crisis del petróleo de los setenta (1973 y 1979) para que aumentase la demanda de este tipo de coches, motivado por la extrema dependencia de los consumidores a este tipo de recurso energético y su aumento

del precio debido a su escasez.

La electrificación, descentralización y la digitalización están marcando la transformación del sistema energético. Las tendencias actuales son una transición hacia fuentes limpias, lograr unos mercados libres y una descentralización de la energía generada. A esto se le suma, la conversión del cliente, de ser a un mero espectador a ser protagonista consciente.

Esta electrificación engloba sobre todo a la movilidad, y en este campo, una de las innovaciones más avanzadas actualmente son las infraestructuras de carga inteligente y la tecnología V2G (Vehicle to Grid), mediante la cual un vehículo puede suministrar energía inutilizada a la red aportando una serie de beneficios que veremos más adelante. La digitalización es lo que hace posible los beneficios de la electrificación, yendo desde las propias Smart Grids a el uso de sensores en los dispositivos inteligente, como cargadores Wallbox, para optimizar el periodo de carga. A estos conceptos hay que sumarle el cambio climático, factor de riesgo en nuestra sociedad y con el que la UE es consciente de su importancia. Para ello redactó el Pacto Verde Europeo, como se menciona anteriormente, aprobado en el año 2020, y cuyo objetivo es lograr que la UE sea climáticamente neutral para el año 2050.



Ilustración 1. Pacto Verde Europeo

(Fuente: Comisión Europea)

Como podemos apreciar entre otros numerosos objetivos, hay uno que es relevante para este presente trabajo, que es el de invertir en una movilidad más sostenible e inteligente.

1.2. Objetivos

El objetivo de este trabajo es, de, mediante el uso de tecnologías como las V2X y el concepto de Smart Grids, analizar la viabilidad de una posible implantación de parkings conectados a una red inteligente en la EII (Escuela de Ingeniería Industriales).

Para lograr el objetivo, se hará una revisión bibliográfica de las Smart Grids, se contemplará como está regulado el mercado eléctrico convencional y de su avance a las Smart Grids. Posteriormente se introducirá las tecnologías empleadas en el parking, explicando que es este tipo de tecnología y su relación con el coche, además del beneficio de su uso en la propia escuela y que resultados aporta.

Finalmente, se llevará a cabo una propuesta y valoración del proyecto, donde se analizará el consumo eléctrico y el modelo del parking inteligente de la escuela, para concluir esta propuesta con un análisis económico y estudiar así su posible rentabilidad.

Concluyendo el trabajo se propondrán posibles nuevas líneas de investigación o casos de uso adaptando el modelo de la escuela a cualquier otro tipo de infraestructura.

1.3. Alcance

El Trabajo tiene un objetivo claro, el estudio de viabilidad de la implantación de un parking inteligente, explorando las tecnologías relacionadas con su implantación, estrategias operativas y destacando la importancia de estas para el éxito del proyecto.

Capítulo 2. CONTEXTO DE LAS SMART GRIDS

2.1 Smart Grids

La flota automovilística eléctrica está aumentando a medida que se va disminuyendo, todo en su respectiva escala, la movilidad tradicional.

| CATEGORÍA | MAR-25 | MAR-24 | % VARIACION | ACUMULADO 2025 | ACUMULADO 2024 | % VARIACION ACUMULADO |
|---------------------------|----------------|---------------|-------------|----------------|----------------|-----------------------|
| Gasolina | 38.466 | 40.316 | -5 | 87.772 | 96.963 | -9 |
| Diesel | 6.155 | 8.494 | -28 | 16.276 | 24.307 | -33 |
| Resto | 72.104 | 45.898 | 57 | 175.320 | 123.477 | 42 |
| Total combustibles | 116.725 | 94.708 | 23 | 279.368 | 244.747 | 14 |
| Particular | 44.069 | 34.803 | 27 | 122.608 | 103.630 | 18 |
| Empresa | 33.174 | 28.011 | 18 | 90.796 | 83.968 | 8 |
| Alquiler | 39.482 | 31.894 | 24 | 65.964 | 57.149 | 15 |
| Total canales | 116.725 | 94.708 | 23 | 279.368 | 244.747 | 14 |

Ilustración 2. Ilustración 2. Tabla comparativa entre vehículos 2024-2025

(Fuente: Ideauto)

En la tabla de arriba se puede apreciar la evolución de los tipos de vehículos electrificados e híbridos en comparación con los tradicionales, reflejándose los siguientes datos:

- Entre enero y marzo de 2025, se vendieron 87.772 uds, mientras que en el periodo anterior de 2024 se vendieron 96.963 uds.
- En base al % de Variación, podemos ver como en marzo de 2025 se ha vendido un 5% menos que en marzo de 2024

Se aprecia como la tendencia es positiva, aún solo analizando el primer trimestre del año, esperándose que evolucione exponencialmente conforme vaya avanzando el tiempo. Es por ello que la electrificación de la flota de automóviles y su evolución supone todo un reto. Desde la disposición de una red de recarga pública y privada que funcione correctamente, la propia autonomía de las baterías hasta que la opción de compra de este tipo de vehículos sea cada vez más accesible. Los futuros vehículos eléctricos inteligentes, son una evolución de los eléctricos e híbridos enchufables emergentes,

siendo cada vez más atractivos, sin embargo, la red eléctrica actual no es capaz de manejar el aumento de demanda de energía que requiere las estaciones de carga, especialmente durante las cargas pico. Las innovaciones en renovables, patrones cambiantes de la demanda por usuario de energía y las políticas de ahorro en auge van dejando cada vez más obsoleta el concepto de la red eléctrica tradicional que conocemos.

2.2 Red Eléctrica Convencional

En la red eléctrica convencional nos encontramos una red donde los usuarios están desinformados y no participan del proceso de la transformación de la energía. La generación está centralizada debido a las complicaciones que existen en los sistemas distribuidos, debido a la falta de conexión entre los sistemas, limitando además las oportunidades de mercado para los consumidores debido a la infraestructura de la red.

Se sufre demasiado con los cortes de suministro, mostrando una lenta respuesta frente a los fallos en el proceso de transformación, existiendo poca integración de los datos operativos con la gestión de los activos, generándose así “silos comerciales”. En este tipo de red se focaliza en corregir el fallo, no en llegar a prevenirlo, utilizándose un mantenimiento correctivo la mayoría de las veces y no uno preventivo como debería estar ajustado ante este tipo de activos.

Tabla 1. Comparación de una red convencional con una Smart Grid

(Fuente: Fundamental of Design and Analysis, Momoh, J.)

| <u><i>Característica</i></u> | <u><i>Red actual</i></u> | <u><i>Red inteligente</i></u> |
|---|--|--|
| Participación del consumidor | Los consumidores no están informados y no participan | Consumidores informados y participantes: respuesta a la demanda y recursos energéticos distribuidos |
| Alojamiento de todas las opciones de generación y almacenamiento | Dominada por la generación central; existen muchos obstáculos para la interconexión de recursos energéticos distribuidos | Muchos recursos energéticos distribuidos con opciones "plug-and-play"; enfoque en la conveniencia para energías renovables |
| Nuevos productos, servicios y mercados | Mercados mayoristas limitados y mal integrados; oportunidades limitadas para los consumidores | Mercados mayoristas maduros y bien integrados; crecimiento de nuevos mercados eléctricos para consumidores |
| Suministro de energía para la economía digital | Enfoque en cortes de energía; respuesta lenta a problemas de calidad de energía | La calidad de la energía es una prioridad con una variedad de opciones de calidad/precio; resolución rápida de problemas |
| Optimización de activos y operación eficiente | Poca integración de datos operativos con la gestión de activos; silos de procesos empresariales | Gran expansión de la adquisición de datos de parámetros de la red |
| Anticipación de respuestas a perturbaciones del sistema | Enfoque en la protección de activos después de una falla | Enfoque en la prevención, minimizando el impacto a los consumidores |
| Resiliencia contra ataques cibernéticos y desastres naturales | Vulnerable a actos maliciosos de terror y desastres naturales; respuesta lenta | Resiliente a ataques cibernéticos y desastres naturales; capacidades de restauración rápida |

2.3 Concepto de Smart Grid

Las redes inteligentes permiten que los recursos energéticos distribuidos, por sus siglas en inglés DER, se conecten de forma segura a la red (Keyhani, 2016).

El término Smart Grid se traduce del inglés como “red inteligente” y surge de la integración de la ingeniería eléctrica con las TIC’s (Tecnologías de la Información y Comunicación). Se puede definir como un sistema de redes de distribución eléctrica que logra integrar la digitalización de la tecnología para abastecer así la demanda energética optimizando la eficiencia energética.

La principal diferencia con las redes convencionales es que el sistema Smart Grid es bidireccional, transmitiendo la electricidad por ambos sentidos, lográndose así reinventar el modelo de negocio, pudiendo conseguir que los consumidores puedan convertirse también en, a su escala, productores de electricidad.

Esta bidireccionalidad se logra gracias a la interconexión, TIC’s, comunicaciones, sistemas de control y aplicaciones domóticas, siendo estas redes capaces de acaparar toda la infraestructura tecnológica que va a necesitarse, desde la generación de energía y su transporte hasta la distribución y su almacenamiento.

Las Smart Grids proponen respuestas a las preocupaciones de abastecimiento energético, por ello, muchos países, van preparando el terreno para lograr una adecuación a la transferencia de una red convencional a una Smart Grid, mediante distintas legislaciones, subvenciones, tratados o incentivos de inversión. Un ejemplo de lo anterior se refleja en EEUU y China, quienes han logrado realizar esfuerzos en construcción de una red inteligente como sustitución a la red tradicional (Wu, Chen, y Liu, 2011).

Algunos de los principales beneficios de la implementación de las Smart Grids son:

- Integración de tecnologías descentralizadas, facilitando así una gestión más eficiente de la energía.
- Se presenta una mayor flexibilidad en el suministro y uso de la demanda, generando una mayor elasticidad en la curva de la demanda.
- Gracias a la monitorización y control en tiempo real, se mejora la calidad del suministro

- Se reducen las emisiones de CO₂ al integrar las renovables como un activo de producción activo

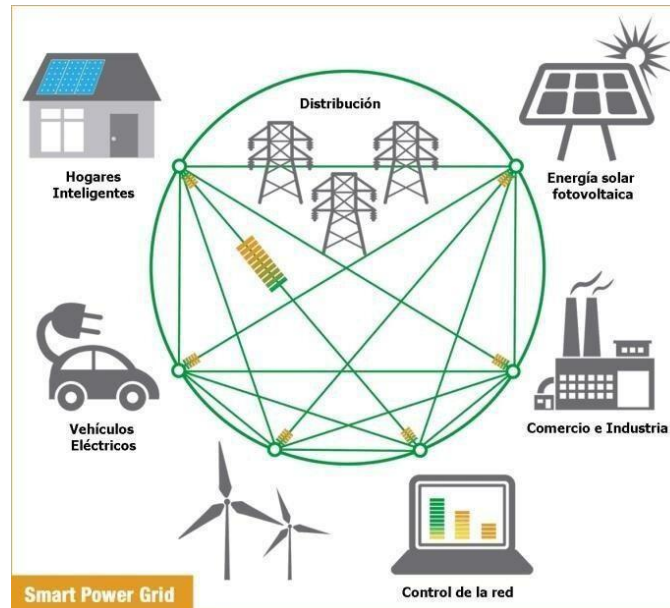


Ilustración 3. Estructura de la Smart Grid

(Fuente: R. Abby, 2014)

2.4 Tecnologías y actividades de investigación de las Smart Grids

Las principales líneas de investigación de las Smart Grid están ligadas al **control, su almacenamiento y procesamiento**.

Además, con el progreso en el IoT (Internet of Things) y las tecnologías de Big Data, junto con los modelos de Machine Learning, ahora es posible implementar sensores para recopilar datos, como picos de demandas o incluso modelar perfiles de consumo, extrayéndose estos datos y pudiéndose predecir valores o comportamientos futuros de la red. Podemos destacar varias líneas de desarrollo:

- Por un lado, tenemos el **control**, donde se está investigando en cómo se pueden utilizar métodos o técnicas de conexión con en el objetivo de generar energía limpia. Algunos de estos métodos son:

- **Sistemas AMI (Advanced Metering Infrastructure)**, permite la telemedida y la caracterización de los hábitos de consumo, posibilitando una comunicación online con el usuario.

Estos sistemas están estrechamente relacionados con el concepto de **control de la demanda** (DR, Demand Response), de manera que los sistemas AMI proveen los datos, y el DR usa estos datos para actuar en consecuencia.

El control de demanda se podría definir como el conjunto de técnicas, programas y sistemas capaces de conseguir que los consumidores reduzcan o desplacen su consumo a otra franja horaria, minimizando de esta manera los picos de demanda en horas punta, disminuyendo así también, de esta manera, los costes económicos y limitantes del sistema eléctrico (Gestión de la demanda eléctrica para clientes residenciales, Aguirre F., Alemany J, Lin Jeremy, Magnago F.).

Este concepto hace alusión a equilibrar la demanda en las Grids (redes) alentando a los clientes a cambiar el perfil de consumo en horas pico a cambio de un incentivo económico implicando la intervención directa de la Distribuidora en cargas no prioritarias. El avance de la tecnología digital ayuda a conseguir la automatización de una respuesta a la demanda eléctrica a través de ciertos dispositivos conectados y aprovechar así los recursos energéticos distribuidos como las baterías de los coches eléctricos.

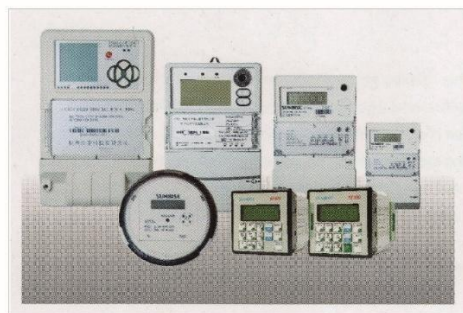


Ilustración 4. Ilustración 4. Medidor Avanzado AMI

(Fuente: SELDA I S.A.S)

- **Control Predictivo**, el objetivo de este tipo de método es la anticipación a los cambios de demanda usando modelos matemáticos o algoritmos avanzados de simulación. Los sistemas de control predictivo ajustan a tiempo real los parámetros operativos de la red, como es el caso de la generación, almacenamiento o distribución de la energía, posibilitando una estabilización de la frecuencia en la red, anticipándose a posibles sobrecargas, además de lograr reducir posibles pérdidas productivas y económicas.
- **Control de Fluctuaciones en la Generación Renovable**, las energías renovables no son constantes ni siguen un patrón determinado, pero utilizando sistemas de almacenamiento de energía, o, controladores de carga para lograr almacenar ese exceso de energía durante un instante t , se puede ayudar a conseguir un mayor control en este tipo de fuentes de energía. Un ejemplo práctico es un proyecto financiado por los fondos de la UE, que ha desarrollado un software capaz de predecir el flujo de energía, pudiendo controlar así la red conectada a las energías renovables, anticipándose a los flujos de energía y ayudando a quitar impacto a la actividad parada-arranque que da lugar a tantas costosas cantidades de electricidad a última hora.

Este software ha sido desarrollado por **FuturePowerFlow**, combinando las ubicaciones de los miles de generadores de energía renovable descentralizados, los modos de funcionamiento de esas plantas, los datos de la infraestructura de la red y las previsiones de demanda.

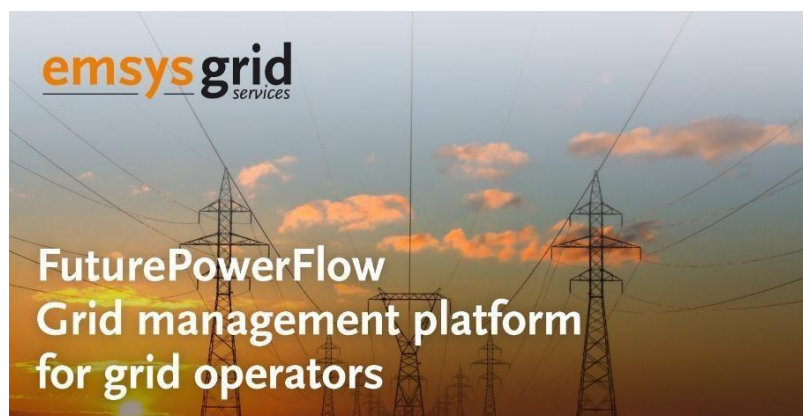


Ilustración 5. Ilustración 5. Software for a predictive management

(Fuente: energy & meteo systems GmbH)

- En lo que se refiere a **almacenamiento**, podemos destacar su rol en la mejora del desequilibrio de energía, pudiendo mejorar su calidad y su estabilidad entre cargas y descargas. Se pueden clasificar en almacenamiento cinético, de energía potencial o bien en sistemas electroquímicos. Según la aplicación se usará un tipo u otro, los tipos de baterías más usadas en el mercado son:
 - Baterías de ácido-plomo, almacena la energía durante largos períodos de tiempo, con un rendimiento bajo y una vida de ciclo limitada (1200-1800 ciclos).
 - Baterías de Níquel y cadmio (NiCd), tienen una mayor vida útil con unas mayores densidades de energía también, además de costes bajos en mantenimiento, aunque requiere de un costo muy elevado de capital.
 - Baterías de níquel-metal hidruro (NiMH), mayor densidad de energía aún con la vida útil de la batería de ácido-plomo.
 - Baterías de ion litio (Li-Ion), mayor densidad energética, costosas y con un ciclo de vida más bajo (500-1000 ciclos)

Cabe destacar las baterías de flujo, almacenándose la energía en soluciones líquidas de electrolito, siendo esta batería recargable, ya que la recarga es proporcionada por estos componentes químicos disueltos en agua. Una de las baterías de flujo que se comercializan es la **batería redox de vanadito (VRB)**, poseyendo muchas ventajas sobre una gran cantidad de BESS (almacenamiento con baterías inteligentes), sistemas claves en la integración de energía renovables.

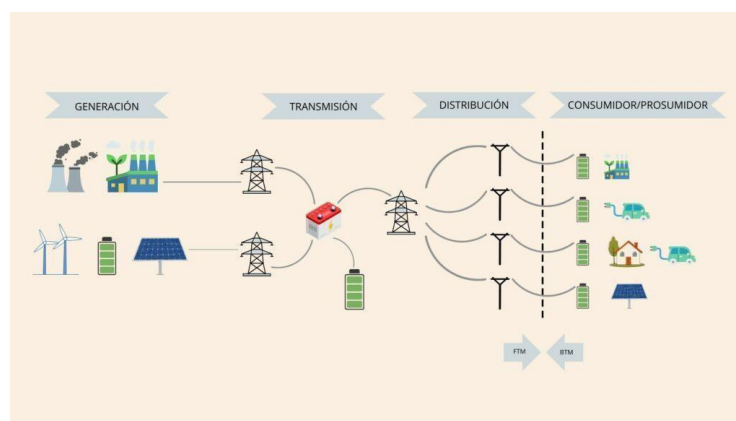


Ilustración 6. Ilustración 6. What is a BESS?

(Fuente: Vector Energy, 2023)

Además, otro estudio que se lleva está llevando a cabo, y, que ya se está desarrollando a nivel nacional (como es el caso del proyecto de Baleares o los cargadores V2G por parte de la empresa ACCIONA en los IKEA a nivel nacional) es el caso de uso de vehículos eléctricos como activos productores de energía, con la devolución de la energía, a partir de la energía almacenada en las baterías del vehículo, a la red mediante cargadores inteligentes.

- Por último, tenemos la **comunicación**, que deben de ser integradas en la red si queremos automatizar procesos y modificar en tiempo real los parámetros de red.

En este contexto, los sensores juegan un papel fundamental sirviéndonos como estaciones de detección que permiten el monitoreo remoto de equipos y fuentes de energía. Entre ellos se puede destacar los sensores de alta velocidad, como es el caso de los sincrofasores y las unidades de medida de fasores, proporcionando mediciones en tiempo real de magnitudes eléctricas, como la tensión o intensidad de corriente.

Los sincrofasores representan la magnitud y el ángulo de estas señales en un tiempo “t” síncrono, pudiendo obtener el estado dinámico de la propia red con una gran precisión. Estos sincrofasores son necesarios para la captura de datos de las redes de distribución y para la generación de dashboards de los puntos críticos de la red, siendo esenciales para llevar un control visual del estado de la red en todo momento.

Las PMU (Phasor Measurement Units) son los dispositivos encargados de medir y calcular las magnitudes de estos sincrofasores. Su capacidad de respuesta es, aproximadamente, 100 veces mayor que la de los sistemas tradicionales SCADA, convirtiéndolos en herramientas esenciales para el trato de datos a tiempo real de la red. Estos dispositivos miden parámetros como son la magnitud y el ángulo de voltaje presente en diferentes nodos, convirtiendo estos nodos en sincrofasores, facilitando así la comparación de estados eléctricos para distintas ubicaciones.

Por tanto, para poder disponer de una red eléctrica actualizada y monitorizada en tiempo real, se necesita de la implementación de sincrofasores, que son los datos de medida sincronizados que queremos obtener de la red, como es el caso de la tensión de línea.

Estos datos son generados por las PMU cuya sincronización se consigue mediante la recepción de señales GPS y los relojes atómicos, a bordo de los satélites que orbitan la Tierra, ambos actualizados al Tiempo Universal Coordinado (UTC).

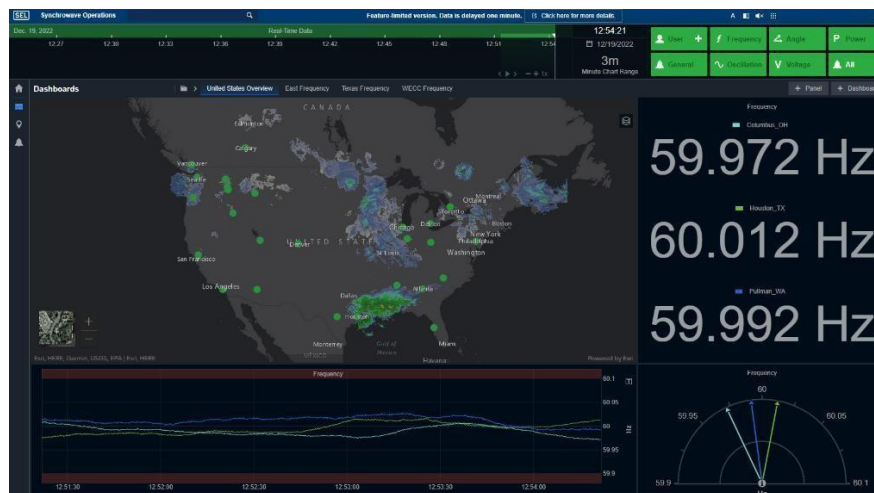


Ilustración 7. Ejemplo de visualización de los sincrofasores a tiempo real

(Fuente: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2025)

2.5 Distribución, Transmisión y Generación de una Red Convencional y una Smart Grid

En toda arquitectura de red se puede diferenciar la fase de generación, transmisión y distribución de la energía. En este apartado del trabajo se va a analizar las diferencias entre estas tres fases de una red convencional con una inteligente, estudiando los aspectos más relevantes en cada punto.

1. **Fase de generación** => En las redes eléctricas convencionales, la generación de energía es centralizada, centrándose, principalmente, en grandes centrales de producción, como es el caso de centrales térmicas, nucleares o hidroeléctricas. Las Smart Grids permiten más fácilmente la integración de las fuentes de energía renovable, muchas de las cuales se instalan en esquemas de generación distribuida, facilitando una transición hacia una descentralización de la producción energética. Esta descentralización aporta una mayor flexibilidad al

sistema eléctrico, mejorando la interdependencia y la competitividad en los mercados energéticos.

Ante los cambios de demanda en períodos cortos de tiempo la red convencional goza de una baja flexibilidad, teniendo una baja capacidad de adaptación, debido a su estructura rígida y poco automatizada, a diferencia de las Smart Grids, que puede ajustar la producción en función de la demanda del consumidor a través de tecnologías como hemos visto anteriormente.

- 2. Fase de transmisión =>** En lo que se refiere a las redes tradicionales, la transmisión de electricidad es unidireccional, fluyendo exclusivamente el flujo de energía de los centros de generación hacia los consumidores finales. En cambio, lo que incluye las redes inteligentes, es la bidireccionalidad del flujo eléctrico, pudiendo tanto extraer la electricidad de la grid como inyectarla a la red desde instalaciones de autoconsumo distribuidas.

Para realizar esta inyección se requiere de un inversor, que transforme la corriente continua generada localmente a alterna, en fase y sincronizada con la red. Además, se necesitan sistemas de protección, así como el Smart Metering,, que calcula la energía consumida y cuánta se inyecta a la red a tiempo real. Esto resulta fundamental para poder optar por una compensación por excedentes de esta energía, facilitando su gestión.

Además, se automatiza la gestión con sistemas SCADA o sensores, explicados estos dos conceptos ya, mientras que en las redes convencionales es manual o no está bien automatizada. Además, un factor muy importante en esta fase de transmisión, es la consecución de la optimización en las Smart Grids para esta fase, siendo problema en tendencia actual para minimizar pérdidas, balancear cargas o mejorar la estabilidad del sistema, siendo estos conceptos muy interesantes por cómo se plantean las líneas futuras.

- 3. Fase de Distribución =>** Las variables en las redes convencionales no son dinámicas, lo que implica que el control de carga se rija solo en base a las predicciones del mercado y la demanda histórica eléctrica, en cambio, las redes inteligentes, introducen las variables como dinámicas, pudiéndose ajustar estas en

función del tiempo. Para lograr esta respuesta se introducen estrategias de respuestas denominadas Demand Responses, estrategia que se centra en el ajuste del consumo eléctrico en base al funcionamiento de la red. Un ejemplo de una Demand Response puede ser las acciones que puede tomar una instalación cuando detecta un pico de demanda eléctrica, enviando una señal digital a la instalación para reducir el consumo durante unas horas valle (de bajo consumo) y enviando otra señal para inyectar corriente durante las horas pico (de gran consumo), evitando así posibles sobrecargas o penalizaciones económicas.

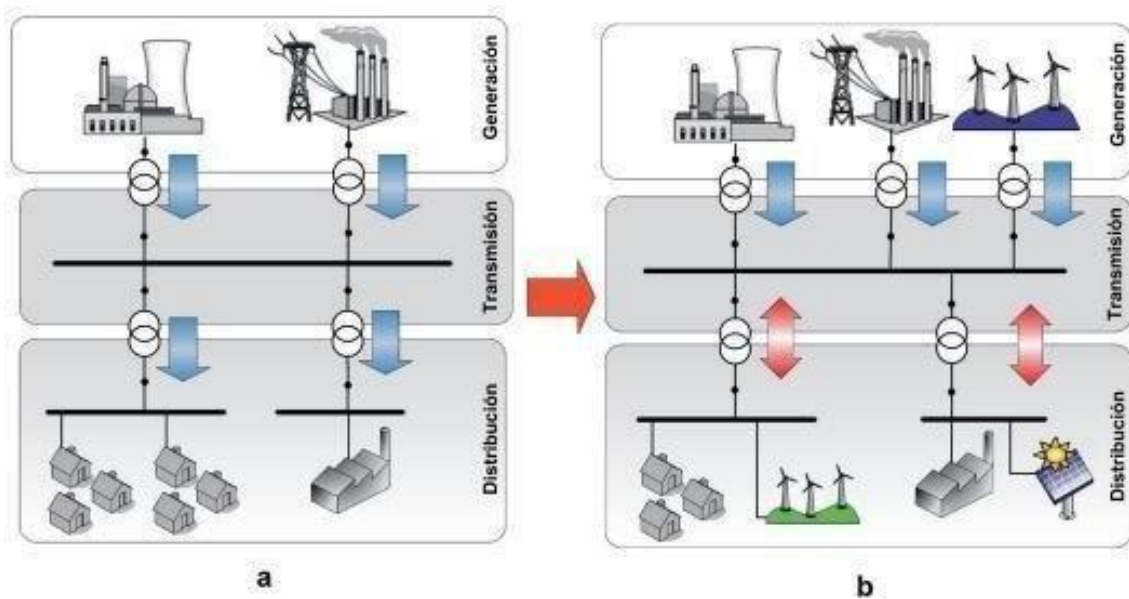


Ilustración 8. Comparación entre red eléctrica tradicional (a) y generación distribuida (b)

(Fuente: Díaz & Hernández, 2015)

2.6 Aportaciones de las Smart Grids

Las principales ventajas que presentan este tipo de redes se podrían agrupar en:

1. **Mejora de la fiabilidad y calidad en el suministro la red**, donde, cuando se presenta alguna avería, las tecnologías asociadas a las Smart Grid son capaces de detectar y aislar el problema, contribuyendo así a una actuación rápida por parte del administrador y pudiendo seleccionar de manera estratégica el orden de

reabastecimiento, pudiendo, por ejemplo, poner como orden prioritario los servicios de emergencia.

2. **Optimización del consumo eléctrico**, dándole al propio usuario la información y herramientas necesarias para tomar acción en el uso de su energía, siendo capaz el cliente de analizar su propio consumo energético para poder así elegir el mejor momento para realizarlo.
3. Se contribuye a una **sostenibilidad ambiental**, siendo capaz de la integración de la generación distribuida en fuentes renovables y pudiendo implementar infraestructuras de recarga para la movilidad electrificada, logrando una notable reducción en las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
4. **Facilitan el almacenamiento de la electricidad** integrando baterías y/o sistemas de almacenamiento de energía, pudiendo almacenar la energía generada en momentos de baja demanda, por ejemplo, cuando hay exceso de producción de renovables, y, permiten, la descarga controlada de esta energía almacenada, en momento de alta demanda, logrando así aplanar curvas de demanda energética y evitando sobrecargas en la red.
5. **Reducción de la necesidad de nuevas infraestructuras de generación energética**, ya que, al optimizar la distribución y almacenamiento de la electricidad, se minimiza así la necesidad de construir nuevas centrales eléctricas para cubrir estos picos de demanda, reduciendo así los costes de instalaciones, o centrales nucleares, cuestión muy presente hoy en día.

2.7 Consideraciones necesarias para las Smart Grid

Los primeros pasos para conseguir transformar una red a Smart Grid son:

1. **Inventariado de la red y estudio histórico de los consumos y comportamiento**, analizando la capacidad de excedente que se genera en el sistema de distribución. Es importante el estudio de los históricos, máximos de potencia en un intervalo t , tipos de celdas o automatismos instalados (si hay alguno), tipos de conductores, las distancias entre tramos o los niveles de calidad de servicio.

La calidad del servicio viene reflejada en el Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión (TIEPI), y el número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada (NIEPI), y se calcula de la siguiente forma:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (Pl_i * H_i)}{\sum Pl} \quad .. (1)$$

Donde:

- $\sum Pl$ representa la suma de la potencia instalada de los centros de transformación de BT/MT (baja tensión/media tensión) del distribuidor más la potencia contratada en MT (kVA).
- Pl_i representa la potencia instalada de los centros de transformación de BT/MT del distribuidor más la potencia contratada en MT, condicionada por la interrupción del suministro i de duración H (kVA).
- H_i representa el tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia Pl_i en horas (horas).
- K representa el número total de interrupciones de suministro durante el tiempo medido.

Las interrupciones que se tienen en cuenta para realizar este cálculo son las que duran más de tres minutos.

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (Pl_i)}{\sum Pl} \quad .. (2)$$

Donde:

- $\sum Pl$ es la suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (kVA).
- Pl_i es la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción " i " (kVA).

- k número total de interrupciones de suministro durante el tiempo medido.

Al igual que con el TIEPI, las interrupciones que se tienen en cuenta son las que superan los tres minutos.

2. **Tecnologías de telegestión**, se deben de empezar definiendo las TIC's existentes y las que vamos a usar. Estas tecnologías son claves para poder realizar diferentes funciones, como la telegestión de los contadores electrónicos, lo que consigue habilitar, no solo la lectura remota y actualizada del consumo, sino que también facilita la integración de los sistemas eléctricos de generación distribuida, la integración de recarga de vehículos eléctricos o la gestión del alumbrado público. La arquitectura de comunicaciones de una Smart Grid debe de estar diseñada de forma ordenada, jerarquizada y escalable, partiendo de una red de distribución que sea capaz de interconectar los centros de control con las subestaciones de AT/MT. Posteriormente, es imprescindible una red de acceso capaz de interconectar una o varias subestaciones con los centros de transformación, para que, finalmente se diseñe una red de comunicación con la BT y clientes finales.
3. **Automatización avanzada de la red**, monitoreando y controlando los datos en tiempo real mediante el uso de algoritmos, modelos de aprendizaje automático, intentando conseguir una red **auto-cicatrizante**.

Una red auto-cicatrizante es una red capaz de detectar, aislar y resolver fallos de manera automatizada, reduciendo así el tiempo de interrupciones para el suministro y reduciendo, así también, el número de intervenciones de carácter humano necesarias para poder aislar los tramos afectados, logrando así un mantenimiento mucho más simple y fiable, generando así por tanto una subida de calidad del sistema eléctrico.

2.8 Generación distribuida y Microgrids

En un principio, la energía eléctrica en España, y en el mundo en general, era generada por grandes plantas centralizadas, como se menciona anteriormente, transportándose en líneas de alta y media tensión para llegar finalmente al consumidor final.

“La generación distribuida se define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución” (Distribution Power Coalition of America). En España, para que algo se entienda como generación distribuida debe de:

- Tener pequeña potencia y debe de estar ubicada en puntos cercanos a donde se vaya a realizar el consumo
- Estar conectada a la red de distribución.
- Una parte de dicha generación es consumida por la instalación y el resto se exporta a una red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de la generación
- La potencia de los grupos suele ser de menos 50 MW

Al generar electricidad cerca del punto de consumo se consigue reducir las pérdidas producidas en el proceso de distribución, se conecta directamente a la red de distribución, evitando así su paso por la red de transporte, además de permitir al consumidor final gozar de manera plena del recurso energético, sin tener que enfrentarse a trámites burocráticos ni casaciones de ofertas y demandas.

Este tipo de generación eléctrica puede incluir desde tecnologías no renovables como motores térmicos de gas natural, en sistemas de cogeneración, siendo sistemas que captan y utilizan el calor que se disipa al ambiente en el proceso de generación, usando el gas de las turbinas para generar energía, hasta fuente renovables como la eólica o solar fotovoltaica.

Las energías renovables están muy asociadas a los sistemas de generación distribuida debido a su naturaleza descentralizada, permitiendo integrar este tipo de tecnologías fácilmente en ubicaciones cercanas al consumo eléctrico. Fuentes energéticas como es el caso de la energía solar fotovoltaica, eólica o biomasa, no solo son capaces de generar

una energía verde sino que también tienen la aptitud para suministrar una energía segura, de calidad y a un precio razonable.

En la generación distribuida se puede incluir para su producción desde motores térmicos de gas, en instalaciones de pequeña escala, hasta cualquier renovable, pudiendo habilitar la producción de energía eléctrica de consumo cerca del consumidor, además de que la propia integración de las renovables habilita a hogares, empresas, comunidades energéticas, o cualquier infraestructura que se acoja a las características mencionadas anteriormente, de contribuir activamente a la correcta gestión y balance de la red eléctrica.

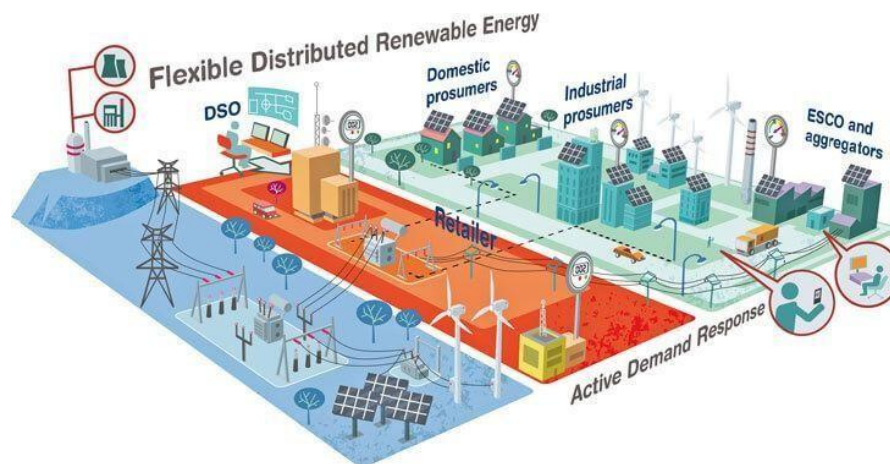


Ilustración 9. Ecosistema de una Generación Distribuida

(Fuente: SmartGridsInfo, 2015)

Las Microgrids representan un ejemplo bastante acertado de cómo la generación distribuida es capaz de crear sistemas energéticos locales que trabajan de manera independiente respecto a la red general.

Es un enfoque descentralizado que requiere de una infraestructura adecuada para su implantación, capaz de soportar un flujo bidireccional de energía, así como gestionar y equilibrar la generación y la demanda a tiempo real.

Este tipo de esquema lo que representa es un avance en la generación distribuida, siendo un sistema energético a nivel local capaz de integrar diversas fuentes de generación distribuida, pudiendo operar tanto conectada como aislada de la red.

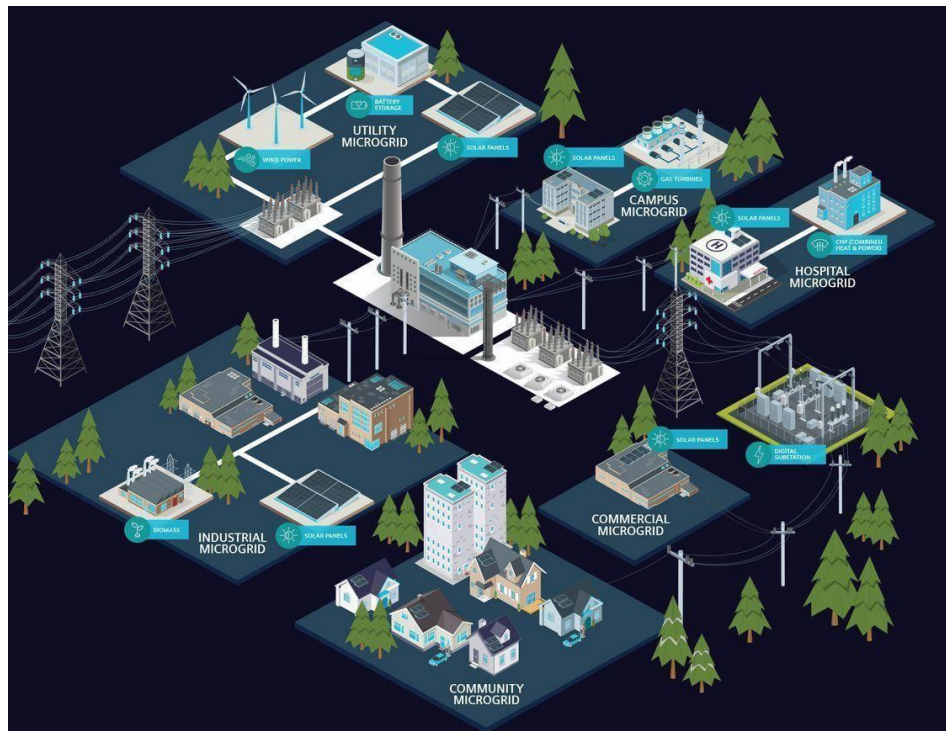


Ilustración 8. Esquema de un sistema de Microgrids

(Fuente: Microgrids for Sustainability, Siemens)

La generación distribuida es un modelo de producción descentralizada de energía, mediante que las microgrids forman un sistema eléctrico local, integrando generación, control y almacenamiento, radicando el objetivo de ambos conceptos en cosas distintas. El objetivo de la generación distribuida es el de una producción cerca y eficiente al punto de consumo, mediante que el enfoque de las Microgrids es un enfoque resiliente y gestionada de manera autónoma.

Capítulo 3: TECNOLOGÍAS V2X

3.1 Tecnologías V2X

Se prevé que para el año 20230 el 10% de los coches vendidos en el sector de la automoción será potencialmente un vehículo compartido, como Uber, como decía Germán López Madrid, ex máximo responsable de Volvo Car España y expresidente de la asociación nacional de importadores de Automóviles, Autobuses y Motocicletas (Aniacam).

Además, se espera que, para 2040, Europa aumente en un 95% el uso del vehículo compartido, tanto en alquiler, como bajo demanda, como Uber, en comparación con el uso del vehículo en propiedad, avión o tren. Aun así, se espera que el impacto global de esta tendencia en las ventas de vehículos en propiedad en 2025 sea muy bajo, en concreto se calcula una disminución de un un 1% en el total de las ventas (Oliver Wyman).

Unido al crecimiento del uso del vehículo compartido, también se prevé una consolidación del coche eléctrico o híbrido, coexistiendo los coches de combustión, híbridos y eléctricos en un mismo ecosistema.

Este crecimiento viene acompañado por las duras regulaciones que se están imponiendo en los centros urbanos, como en Málaga, con las limitaciones de emisiones a la atmosfera producidas por los tubos de escape de los coches, y, si a esto le sumas la irrupción del continente asiático, con sus respectivos precios de venta, hace que se dé lugar a un aumento de ventas de coches electrificados con una certeza casi absoluta en base a las tendencias futuras.

El aglomerado de las nuevas aplicaciones que se pueden generar en torno a la industria de la automoción y la industria de la información se denomina *Vehicle to Everything* (V2X), tecnología en auge que hace capaz de conectar el automóvil con el entorno, ya sean otros vehículos, infraestructuras, peatones o redes, y poder transformarlo en un producto inteligente, versátil y dinámico, integrándose en la dimensión digital.

Dentro de este concepto general tenemos varias ramificaciones:

- Vehicle-to-Infrastructure (V2I). Esta ramificación viene más relacionada con la transmisión de datos con infraestructuras como los semáforos o las cámaras de tráfico.
- Vehicle-to-Home (V2H). Este concepto está relacionado con la capacidad de conexión de tu coche eléctrico con tu hogar mediante un cargador bidireccional para usarlo así como batería y fuente de energía de respaldo.
- Vehicle-to-Vehicle (V2V). Esta rama viene relacionado con la transmisión de información entre los vehículos.
- Vehicle-to-Device (V2D). En relación con la conexión con los teléfonos móviles.
- Vehicle-to-Network (V2N). Para la comunicación con redes móviles.
- Vehicle-to-Grid (V2G). Es la rama en la que se va a centrar nuestro estudio y se relaciona con la comunicación de los vehículos eléctricos con la propia red eléctrica (grid).

3.2 Infraestructura V2G

Para implementar las V2G en el día a día, y poder sacarles partido a todos los avances tecnológicos mencionados anteriormente se necesitan una serie de aspectos relevantes durante dicho proceso.

Por un lado, se necesitan coches compatibles con los cargadores V2G, aunque se puede comprobar como las marcas automovilísticas cada vez avanzan más en torno a esta tecnología, como es caso de la marca referencia japonesa del automóvil, Toyota, con su prototipo FT-3e, presentado en Diciembre de 2023.

En su presentación en Bruselas, en el foro Kenshiki, los trabajadores para la marca dejaron claro que apuestan por este modelo de negocio, introduciendo un nuevo modelo de baterías para el año 2026, con una mayor autonomía, y, lograr así, una mayor cantidad de energía eléctrica con la que se podría comercializar.

Aunque actualmente no se encuentran muchos modelos compatibles en el mercado capaces de realizar la carga bidireccional, por lo que se podría optar por colaboraciones con marcas de coches que presten sus activos a la Escuela y así poder probar el sistema en un entorno controlado.

Otro aspecto muy importante, lógicamente, son los cargadores bidireccionales, que se destacan los CHAdeMO V2G, el Quasar 2, de la empresa Wallbox, y el CCS V2G, usando el enchufe CCS universal, pero introduciéndole la capacidad de ser bidireccional. Las potencias típicas que se manejan en estos cargadores son de 7 hasta 22 kW. También existe la toma Tipo 2, donde destacamos el cargador Enphase IQ EV Charger 2, la cual usa corriente alterna, donde el cargador AC es capaz de conectarse directamente al coche, que convierte internamente la energía con su inversor en el interior.

Se necesitan además contadores inteligentes por cada línea de tensión, midiendo la potencia por cada fase y un cuadro eléctricos que corresponda con el tipo de carga que se está trabajando. Se requiere, además de una financiación y una negociación con la distribuidora eléctrica, para que nos den permiso de inyectar energía a la red en un instante *t*.

Por último, es clave adaptarnos a la legislación vigente, cuya legislación se estudiará más adelante, aspecto clave si se quiere lograr un correcto funcionamiento del modelo.



Ilustración 9. V2H V2G V2L ¿Cuáles son los usos de la carga bidireccional?

(Fuente: Mida EV Power Co., 2024)

3.3 Marco legal de los servicios de balance en el sistema energético peninsular español

Vamos a estudiar los aspectos legislativos más relevantes en el marco energético español, y la legislación que puede afectar al proyecto.

Por un lado, tenemos el **Real Decreto 244/2019**, que regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. En este Real Decreto podemos destacar los siguientes aspectos.

Por un lado, se tipifica los tipos de autoconsumo que existen, estableciéndose dos modalidades principales:

- **Autoconsumo sin excedentes**, donde no se inyecta energía a la red, requiriéndose un sistema antivertido.
- **Autoconsumo con excedentes**, donde la energía sobrante sí se vierte a la red, y que puede ser:
 1. Con una compensación simplificada, donde se descuenta de la factura de electricidad
 2. Sin compensación, donde la energía se vende directamente al mercado eléctrico.

Además, el Decreto define el autoconsumo como individual o colectivo, en función de si se trata de uno o varios consumidores los que estén asociados a las instalaciones de generación. En el caso de autoconsumo colectivo, todos los participantes deben de pertenecer a la misma modalidad de autoconsumo y deberán de comunicar de forma individual a la empresa distribuidora el mismo acuerdo firmado por los participantes que recojan los criterios de reparto.

Para acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes, se deben de cumplir unos requerimientos, que son:

- La fuente primaria sea de origen renovable
- No se superan la producción de 100 kW
- El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.

- La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico

Si no se cumpliese algunos de los requerimientos se debe de pasar al régimen con excedentes no acogidos a compensación estatal, **que no es nuestro caso de estudio debido a que la potencia activa de la escuela supera los 100 kW**, por lo que los acuerdos de compensación por excedentes se administrarán a nivel interno.

A las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, en favor al usuario, para que tenga acceso y disponibilidad para su consumo, se le exime la necesidad de la obtención de los permisos de accesos y conexión de las instalaciones de generación. Además, se autoriza que varios consumidores compartan una misma instalación de generación, como es el caso de alguna comunidad de vecinos, explicando la ley cómo se reparten los excedentes entre los participantes.

Tenemos también el **Real Decreto 184/2022**, cuyo propósito es especificar los requisitos para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos.

En relación con los principios generales del servicio de recarga energética, se garantizan una serie de cuestiones, protegiendo y fomentando al consumidor al uso de una movilidad más sostenible.

- Las empresas que comercialicen con la movilidad eléctrica desarrollarán sus actividades en condiciones de mercado justas y no discriminatorias. (BOE, 2022). Se garantizará un trato justo por parte de los proveedores sin hacer distinciones de ningún tipo, ni ajustando la tarifa económica bajo ningún contexto debidamente justificado.
- El servicio de recarga energética puede ser prestado en base a alguna de las siguientes modalidades:
 1. Uso de una recarga puntual, no existiendo contrato previo entre el operador y el usuario del vehículo eléctrico. Este tipo de modalidad acoge pagos físicos y digitales, siempre y cuando se garantice este uso puntual
 2. Redacción de un contrato entre el operador del punto de recarga y el usuario del vehículo

3. A través de un tercero, como puede ser la empresa que provee los servicios de recarga, debiendo de tener el operador del punto de recarga un acuerdo de interoperabilidad suscrito con la empresa que provea los servicios de movilidad eléctrica.

Uno de los sucesos más importantes históricos referente al mercado energético es **la Ley 54/1997**, del 27 de noviembre, ley que liberaliza el mercado eléctrico en España. Esta Ley marca un antes y un después ya que el mercado eléctrico pasa de ser un sistema oligopolístico a un mercado de libre intercambio. Los conceptos claves de esta Ley son:

- **Separación legal de las actividades reguladas y no reguladas.** En el sistema anterior las empresas apostaban por una estructura verticalmente integrada en donde ellas mismas se distribuían y producían electricidad. Pero, de acuerdo con **el artículo 14 de la Ley 54/1997**, se indica la prohibición de a las sociedades mercantiles de este tipo de actividades comerciales.
- **La generación, distribución y venta de electricidad operan bajo un modelo de libre competencia.** Este sistema funciona a partir de las ofertas de los productores y las necesidades de los distribuidores, que dependen de la demanda de los consumidores.
- Acceso de terceros a la red de transporte y distribución mediante el pago de peajes.
- **Posibilidad de elegir libremente a los proveedores de energía.**
- El sistema eléctrico nacional dejó de ser de gestión pública, ya que anteriormente era administrado por Red Eléctrica Española (REE).
- Garantía de suministro energético para todos los consumidores que requieran el servicio.
- Cumplimiento de las normativas establecidas en el paquete de Energía y Cambio Climático de la Unión Europea, cuyos objetivos incluyen:
 - Reducir en un 20 % las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 en comparación con los niveles de 1990.
 - Lograr que el 20 % de la energía primaria provenga de fuentes renovables.
 - Mejorar la eficiencia energética en un 20 %.

La ley vigente actualmente es la **Ley 24/2013**, que tiene el objetivo de garantizar un suministro seguro, eficiente, sostenible y a precios competitivos. En esta ley se introduce

un método de cálculo de los incentivos a las energías renovables y la distribución, apostando por una retribución basada en costes estándar en lugar de primas fijas. Además, se fomenta más la competitividad en el mercado y se alinea con la regulación de sostenibilidad europea y eficiencia energética.

Por último, hay que destacar la **Resolución del 2 de Abril, de este mismo año 2025**, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, cuyo objetivo es regular como los operadores de puntos de recarga deben enviar la información a tiempo real sobre el precio de recarga y la disponibilidad de los cargadores, de todos los puntos de recarga públicos cuya potencia sea igual o supere los 43kW (los de potencias inferior lo pueden aplicar pero con un carácter voluntario). Esta resolución es muy importante en el proyecto, ya que establece las obligaciones de información que deben de cumplir los operadores de los puntos de recarga cuyo acceso sea público.

En base a la **Orden TED/445/2023**, muy relacionada con la resolución del 2 de Abril, se deben de compartir con el **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico** (MITECO) los siguientes datos:

- Del emplazamiento del punto de recarga pública:
 1. Nombre identificativo del emplazamiento
 2. Latitud (coordenadas UTM)
 3. Longitud (coordenadas UTM)
 4. Dirección y código postal
 5. Horario de apertura
 6. Zona horaria
 7. Razón social del titular del punto de suministro asociado al punto de recarga
- Del punto de carga presente en el emplazamiento:
 1. Código identificativo del punto de recarga a efectos de interoperabilidad a nivel europeo
 2. Métodos de identificación y pago
 3. Ventas anuales en unidades energéticas
 4. Accesibilidad para personas con movilidad reducida
- Para cada conector:

1. Tipo de conector
2. Potencia máxima
3. Formato de conector
4. Tipo de carga
5. Modo de carga

Y de acuerdo con la información dinámica de los cargadores, la información que se debe de remitir al **Sistema de Gestión y Visualización (SGV)**, operado provisionalmente por Red Eléctrica de España, es:

- Localización y características técnicas
- Precio actualizado de la recarga
- Estado operativo y disponibilidad del cargador en tiempo real

Los cargadores deben de estar registrados en el sistema RIPREE (Registros de Instalaciones de Productos Petrolíferos y de Recarga Eléctrica), registro electrónico, gestionado por el MITECO. Además, en relación, también, con aspecto algo más burocráticos de ayudas y subvenciones a la movilidad eléctrica, podemos destacar el **Plan MOVES**.

Actualmente, la edición en curso del Plan es la tercera, **el Plan MOVES III**, que se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2025. Se ha aprobado, por parte del Consejo de ministros, una ampliación del programa, dotándolo con 400 millones extra y dotándolo con un carácter retroactivo desde enero 2025.

Esta medida garantiza una ayuda significativa, tanto a la adquisición de un vehículo eléctrico, como a la instalación de puntos de recarga, asegurándose de prestar ayuda a todo este tipo de acciones. Hasta ahora el Plan MOVES III ha movilizado más de 1.700 millones de euros, financiando más de 140.000 coches y más de 100.000 puntos de recarga.

Por último, con esta edición, vuelve la deducción en el IRPF (Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas) de hasta un 15% y las comunidades autónomas reducirán los trámites administrativos, en donde había casos que resultaban excesivos. Esto deja en evidencia el buen momento que resulta, actualmente, año 2025, de implantar un parking inteligente eléctrico, alineándose con las iniciativas

Tabla 2. Tabla resumen legislación energética España.

(Fuente: Elaboración propia)

| <u>Ley</u> | <u>Resumen</u> |
|------------------------------|--|
| Real Decreto 244/2019 | Regula los aspectos administrativos, técnicos y económicos del autoconsumo de la energía eléctrica. Es el decreto que permite el autoconsumo compartido y una compensación simplificada de excedentes. |
| Real Decreto 184/2022 | Su objetivo es la de establecer los requisitos para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos |
| Ley 54/1997 | Ley, ya no vigente, que marcó un antes y después en el mercado eléctrico, y que regulaba las actividades relativas a la generación, transporte, distribución, servicios de recarga, comercialización e intercambios intracomunitarios o internacionales, incluyendo, además, la gestión económica y técnica del sistema eléctrico. |
| Ley 24/2013 | Ley vigente del sector eléctrico, estableciendo los principios del sistema eléctrico, incluyendo aspectos de seguridad, calidad, eficiencia o transparencia. Se reconoce además la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de |

| | |
|---------------------------------------|--|
| | actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. |
| Resolución del 2 de Abril 2025 | Establece las obligaciones de documentación técnica e información que deben de cumplimentar los operadores de los puntos de recarga pública. |
| Orden TED/445/2023 | Se regula la información que se debe de compartir al MITECO y a las CCAA, incluyendo Ceuta y Melilla, donde se debe de reportar tanto la información estática (localización, características de instalación...) como información dinámica (disponibilidad de las instalaciones, precio de venta de la electricidad...) |
| Plan MOVES III | Aunque no es una ley, es u programa de ayudas para la adquisición de movilidad eléctrica y la instalación de sus respectivos puntos de recarga, para fomentar así una movilidad sostenible. |

Capítulo 4. CONSUMO Y MERCADO ELÉCTRICO PENINSULAR

En este capítulo veremos que es el consumo eléctrico, explicando la curva de demanda eléctrica, tipos de potencia y la regulación del mercado energético español. Además, analizaremos el consumo de la Escuela y sus curvas de demanda respectivas.

4.1 Consumo eléctrico

El consumo eléctrico es un fenómeno ampliamente estudiado en el ámbito de la ingeniería, influenciado por factores como los hábitos culturales, las condiciones climáticas y la ubicación geográfica. Según lo establecido en la **Ley 24/2013** y sus modificaciones posteriores, incluyendo el **artículo 4 del RD 23/2020** y los **artículos 21.1 y 21.2 del RD 15/2018**, los **stakeholders** que participan en el mercado eléctrico se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- **Productores:** Entidades o personas jurídicas responsables de la generación eléctrica. Entre sus funciones destacan la construcción y mantenimiento de las instalaciones de generación.
- **Operador de mercado:** Gestiona el sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica. Recibe ofertas de venta de los generadores y las de compra de distribuidores, realizando la casación entre ambas partes para garantizar un equilibrio de mercado, contribuyendo, y, asegurando, el suministro energético.
- **Transportista:** Sociedad mercantil encargada de transportar la energía eléctrica a lo largo del territorio, junto a otras responsabilidades como la de construcción, mantenimiento o gestión de las infraestructuras de transporte.
- **Distribuidores:** Se ocupan de llevar la electricidad hasta los puntos de consumo. El 90% de la actividad está controlado por cinco grandes compañías: Iberdrola Distribución Eléctrica S.L, Unión Fenosa Distribución S.A y EDP: Hidrocantábrico Distribución Eléctrica S.A.
- **Comercializadores:** Responsables de vender electricidad a los consumidores. Tienen acceso a la energía a través de las redes de transporte y distribución, actuando como intermediarios directos entre los consumidores y el resto de los agentes.

Otro agente muy importante dentro del mercado eléctrico es el OMIE, operador de mercado eléctrico asignado para la gestión del mercado diario e intermediario de electricidad en la Península Ibérica.

Europa ha establecido un marco regulatorio para el sector energético hasta el 2030 basado en mercados transfronterizos de energía marginalistas. El OMIE es el organismo encargado de la gestión del mercado mayorista de electricidad en España y Portugal, abarcando el mercado diario como intradiario, que incluye subastas intradiarias y el mercado intradiario continuo.

En el consumo eléctrico debemos de destacar los términos de **mercado mayorista y minorista**, que se refieren a las etapas de compraventa de energía y el **mercado libre y regulado** que se refieren a la forma en que se fijan los precios para el consumidor final.

Mientras que el mayorista y minorista hacen referencia a la cadena de suministro y su diferenciación, el término de mercado libre y regulado cumple su rol de diferenciación en la etapa de fijación del precio.



Ilustración 10. Cómo se fija el precio de la electricidad en España.

(Fuente: Villagrasa Guarch, Jorge, Estela Segura, Victor; 2024)

4.2 Funcionamiento del mercado diario

El mercado diario es fundamental para el correcto funcionamiento del mercado mayorista, donde se realizan las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente. Se basa en la presentación de ofertas de compra-venta, cuyo precio y volumen se fijan mediante un proceso de casación entre las ofertas de los generadores y la demanda de los comercializadores y consumidores directos.

El mercado se abre todos los días a las 12:00 CET, para el mercado español y portugués, gestionado por el OMIE dentro del mercado ibérico para determinar el precio y volumen de la electricidad para cada hora del día siguiente.

Aquí entran en juego los generadores que ofertan la energía producida y los comercializadores/consumidores directos, que compran la electricidad necesaria. Para estar habilitado y operar en este mercado, las partes que participan deben adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado mediante la firma de un Contrato de Adhesión.

Las ofertas se pueden dividir en hasta 25 tramos, existiendo dos tipos de ofertas principales:

- Ofertas simples, se presentan por cada unidad de producción con un precio y cantidad de energía.
- Condiciones complejas, incorporando requisitos adicionales, como puede ser:
 1. Indivisibilidad, fijando un mínimo de producción
 2. Gradiente de carga, evitando cambios bruscos en la generación eléctrica
 3. Ingresos mínimos, no vendiendo energía si no supera un umbral que reporte beneficio neto.
 4. Parada programada, permitiendo ajustar la producción así si no se alcanzan los ingresos mínimos.

Posteriormente se casan las ofertas mediante el algoritmo **Euphemia**, que logra optimizar la casación de oferta y demanda para lograr maximizar así el beneficio económico global.

El precio final debe de ser un precio razonable, en el rango de que sea accesible pero no extremadamente bajo para que el productor logre una rentabilidad en su actividad económica. En España se pueden apreciar precios realmente bajos debido a la cantidad de producción renovable, ya que este tipo de producción no requiere de combustible,

siendo este el recurso natural. Esto provoca que otras fuentes energéticas no renovable, no usen sus recursos en la producción energética, acudiendo a Red Eléctrica Española (REE) la solicitud de parada. El problema de que los precios sean extremadamente bajos es que se cesará con la producción no renovable debido a su escasa rentabilidad.

Este precio final se fija mediante un sistema marginalista, lo que significa que todos los generadores reciben el precio de la última oferta que se acepta necesaria para lograr cubrir la demanda del mercado. La aplicación de este sistema consigue garantizar una estabilidad en el suministro y se logra integrar el mercado con los mercados eléctricos vecinos.

Por último, una vez que se finaliza el proceso de determinación del resultado del mercado diario, los datos extraídos son enviados a REE, la red eléctrica española, que revisa las transacciones y comprueban que sea técnicamente viables, aplicando posibles ajustes si surgen restricciones en la fase de transporte, garantizándose un programa diario estable operacional del sistema eléctrico peninsular.

4.3 Mercado minorista

Es aquel en el que se realiza la transacción monetaria entre la comercializadora y el consumidor final, normalmente doméstico y PYME (Pequeñas y Medianas Empresas). En este mercado caben dos opciones diferentes:

- Consumidores que tienen un contrato con una de las comercializadoras de libre mercado, eligiendo entre diferentes tarifas, precios fijos o variables, promociones o servicios adicionales, como es el caso del Bono Social.
- Consumidores que están sujetos a la Tarifa de Último Recurso (TUR), ahora conocida como tarifa del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), pudiéndose contratar hasta 10 kW. Además, está regulado por comercializadoras de referencia (COR), que son empresas designadas por el Gobierno para designar este tipo de ofertas.

Tabla 3. Diferencias entre tarifa regulada (PVPC) y tarifa libre

(Fuente: Elaboración propia)

| Tarifa PVPC (Tarifa regulada) | Mercado libre (Tarifa libre) |
|--|---|
| Establece 24 precios diferentes cada día | Precio marcado por las empresas eléctricas |
| Disponible para potencias de hasta 10 kW | Disponible para cualquier potencia eléctrica |
| Sin permanencia | Puede tener permanencia |
| Permite solicitar el bono social | No permite acceder al bono social |
| Discriminación horaria obligatoria | Precio estable, discriminación horaria o tarifa plana |
| Ofrecido por las comercializadoras de referencia | Existencia de multitud de compañías |
| Sin descuentos ni promociones | Puede haber descuentos y promociones |

El mercado regulado experimenta variaciones en su precio cada hora de cada día. Al estar regido por la oferta y la demanda habrá meses que sean más económicos y otros más caros. La irrupción de las energías renovables en el mercado energético español hace reducir considerablemente el precio de la electricidad, la cuestión es que el precio de la energía lo suele establecer el productor con un mayor precio por unidad de kWh, que es el ciclo combinado de gas, sucediendo algo irónico en esta etapa histórica, siendo el momento donde es más barato obtener electricidad y donde se está vendiendo a mayor precio.



Ilustración 11. Gráfico del mercado diario

(Fuente: OMIE)

4.4 Mercado mayorista

El mercado mayorista está compuesto por varios actores, los productores, como pueden ser las fuentes renovables, nucleares, térmicas..., ofertando su producción en este mercado. Por otro lado, tenemos el operador del mercado eléctrico (OMIE), como se menciona anteriormente, encargado de casar las ofertas de compra y venta en el mercado diario e intradiario.

Tenemos el operador del sistema eléctrico (Red Eléctrica de España, REE), encargado de asegurar equilibrio entre demanda y oferta, las comercializadoras, que compran la energía en este mercado y las venden a los consumidores finales, con las tarifas que se explica previamente. En este mercado entra también grandes consumidores, siempre y cumpla una serie de requisitos:

- 1- Consumo elevado, considerándose viable este mercado para industrias que tienen un consumo superior a 1 GWh al año.
- 2- Debe de contar con un equipo de gestión de la compra de electricidad o contratar un representante en el mercado
- 3- Darse de alta en el OMIE y en el REE, registrándose como agente en el mercado mayorista y cumpliendo con los requisitos técnicos y administrativos.

Algunas de las alternativas para este tipo de consumidores pueden ser firmar contratos bilaterales con productores de energía, evitando así la posible volatilidad del mercado mayorista, o proceder al autoconsumo y almacenamiento, generando su propia electricidad con renovables y baterías para reducir esta dependencia con el mercado, que es el caso que nos interesa adoptar como organismo público.

El mercado eléctrico viene a ser unos pescadores (generadores), donde tras una jornada de pesca (mercado diario) dejan el género (energía) en la lonja (OMIE), y los comerciantes puján por él (comercializadoras).

4.5 Estudio de mercado energético en España

Gracias al OMIE y a su informe anual del 2024 se puede estudiar la variabilidad de tecnologías en el programa diario base de funcionamiento.

En este informe se aprecia como la tecnología eólica es la tecnología líder renovable en la producción energética, ocupando un 28% total de la energía producida en 2024, teniendo una variación respecto al año anterior de un 0,5. Respecto a la energía solar fotovoltaica, ha habido un despunte de un 19,6%, aumentando en un 3,4 su tasa de ocupación, notando un fuerte crecimiento respecto a 2023. Por último, en el campo de renovables, también se podría destacar la energía hidráulica, existiendo un problema con esta fuente de energía debido a la sequía de España, pero, aun así, se sigue manteniendo es torno al 8,3%, siendo la variación con 2023 casi nula, de un 0,6.

En el campo de fuentes energéticas no renovables, se destaca el uso de centrales nucleares, ciclos combinados de gas y la cogeneración y residuos, siendo imprescindibles su correcto funcionamiento en nuestra red, ya que son las garantizan un suministro, dando igual las condiciones meteorológicas.

En las centrales nucleares se puede apreciar como el gobierno español se está cada vez inclinando más por las renovables o por el uso del ciclo combinado, a raíz de la prohibición de extracción de Uranio en territorio por el plan de transformación climática, siendo en 2019 el 20% de la energía eléctrica consumida nuclear, siendo el primer productor durante diez años consecutivos.

El principal problema viene a raíz del precio de la energía nuclear, siendo de media el precio mayorista por MWh de 40 euros, como es el caso de Francia, siendo el actual en torno al 60/70, debido a la carga tributaria nacional, como es la tasa ENRESA, entrada en vigor en 2006, empresa del SEPI, siendo este impuesto el encargado de la gestión de los residuos radiactivos, o como es la ecotasa, siendo otro impuesto asociado a los residuos radiactivos. Además, desde 2019, la carga tributaria ha aumentado en un 71%, colapsando el sistema nuclear, así es como lo explica PWC, clasificándolo como un problema “artificial”, forzando el cierre.

Debido a esta abusiva carga tributaria las centrales nucleares, con la iniciativa del gobierno nacional, han empezado un plan escalonado de cierre de las centrales, siendo la última en cerrar la de Trillo, en 2035 (este acuerdo goza de una cláusula de revisión, por lo que podría cambiar su estado de cierre).

Esta inclinación hacia este modelo puede reportar una serie de problemas, que se podrían dividirse en dos aspectos principales:

- **Dependencia del clima** por parte de las renovables, traduciéndose en un significativo aumento de la incertidumbre y aumento de probabilidades de desabastecimiento de suministro eléctrico.
- **Aumento del precio**, por el uso cada vez mayor del ciclo combinado de gas, el productor más caro en el panorama energético.

Si bien es cierto de la necesidad de la integración de todas las fuentes energéticas en el panorama para formar un sistema estable y fiable capaz de abastecer con una gran calidad al territorio nacional, se debe apostar por una mayor integración de la nuclear en nuestro sistema energético.

Los principales problemas de las centrales nucleares es la percepción social que tienen, debido a catástrofes como Chernóbil, su coste de construcción, presupuestado en miles de millones de euros y la flexibilidad, no ajustándose tan rápido como el ciclo de gas.

Aun así, este tipo de energía no emite CO₂, tiene una producción constante de energía, su coste de operación es relativamente bajo si se compara con el ciclo de gas y el precio es bastante previsible, no siendo tan dependiente del mercado global como es el gas.

Es por ello por lo que se debería de apostar por un modelo en el cual, siga siendo la mayor fuente de energía renovable, pero sin olvidarnos de las fuentes energéticas no renovables, que en su mayor medida son nuclear y gas, y lograr un reparto entre ellas positivo, tanto a nivel técnico como económico, siendo este tipo de fuentes nuestro backup energético.

1.7 Tecnologías en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

En España

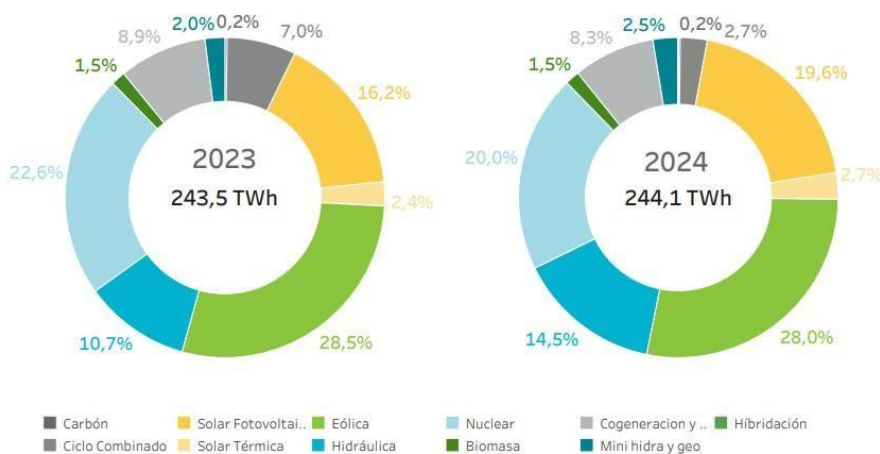


Ilustración 12. Tecnologías en el programa diario base de funcionamiento.

(Fuente: OMIE)

Capítulo 5. GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Como se ha ido introduciendo en el trabajo, la demanda energética cada año que paso aumenta exponencialmente, debido a que cada vez hay una sociedad mas industrializada y con dependencia energéticamente. La demanda energética debe ser satisfecha de manera inmediata, al no ser posible almacenar la energía eléctrica en cantidades considerables, se pone en relieve la complejidad de la predicción de la demanda eléctrica, y su importancia en la sociedad actual, donde se fija el precio del mercado eléctrico diariamente, como se menciona anteriormente.

La planificación de la demanda permite a los minoristas prever la demanda energética futura de energía y poder anticiparse al mercado eléctrico, logrando así que su sistema o infraestructura sea más eficiente y funcione de forma segura y óptima. Además, una planificación eficiente mejora la gestión del inventario, optimizando el uso del espacio y reduciendo costes asociados al almacenamiento de energía eléctrica. Evita tanto el exceso de stock, que puede generar costes innecesarios, como la falta de suministro, que podría derivar en gastos adicionales y pérdida de oportunidades de venta. Algunos de los pasos claves de la planificación de la demanda pueden ser:

- Organizar y preparar los datos para su tratamiento
- Integrar los datos del mercado
- Integración de modelos estadísticos intentando conseguir que la desviación típica de los datos simulados sea lo más cerca de 0 posible, indicando una menor dispersión de los datos respecto a la media.
- Utilizar analítica avanzada para supervisar el rendimiento del proyecto

El futuro de la planificación de la demanda viene muy ligada al concepto de machine learning, logrando mediante esta herramienta actualizaciones y previsiones fiables en tiempo real.

5.1. Modelos de aprendizaje automático más usados en la previsión de la demanda

El aprendizaje automático, o, machine learning, se puede dividir en tres grandes categorías según qué problemas abordan y cómo los resuelven:

- **Aprendizaje supervisado**, que utiliza datos etiquetados (conocidos) para obtener las inferencias. Dentro de este tipo de aprendizaje tenemos dos problemas distintos:
 1. Problema de regresión. Su objetivo es generalizar las respuestas sobre datos no observados, utilizando datos vistos previamente, siendo la respuesta a estos problemas una variable numérica continua.
 2. Problemas de clasificación. Su objetivo es generalizar utilizando para ello ejemplos conocidos, siendo la variable de respuesta de dos o más categorías (clases)
- **Aprendizaje no supervisado**, que no dispone de ejemplos etiquetados. Tenemos dos problemas también:
 1. Problemas de agrupamiento, buscando patrones en los datos mediante la relación de grupos de datos, con similitud entre sí, como puede ser un bot que va aprendiendo en base a lo que respondes.
 2. Problemas de detección de anomalías, buscando encontrar datos que no siguen patrones respecto al otro conjunto de datos.

5.2. Métodos para el aprendizaje supervisado

Los principales métodos usados en este método son:

- **Redes neuronales**, aprovechadas para el Deep Learning, donde se procesan los datos de entrenamiento de entrada a través de capas de nodos, implicando cada nodo un sesgo diferente.
- **Regresión lineal**, utilizada para calcular la interdependencia entre las variables del problema, prediciendo resultados futuros. Se puede ver como la función:

$$y = f(x) + \varepsilon \quad \dots (3)$$

Donde:

- y es la variable objetivo
- $f(x)$ es la función que describe como los predictores contribuyen al modelado
- ε es el error

La función $f(x)$ viene determinada por:

$$f(x) = B_0 + B_1X \quad ..(4)$$

Donde:

- B_0 representa el valor de y cuando $x=0$
- B_1 representa el valor de la pendiente, representa cuánto cambia y por cada unidad de X

El error se asocia a la parte de y que no puede explicarse con x , debido a factores no contemplados, errores midiendo los datos o cualquier cosa anómala del problema.

- **Random forest**, modelo basado en múltiples árboles de decisión, en lugar de solo una.

Utiliza lo que se conoce como **Bagging**, el cual es una técnica que crea varios conjuntos de datos aleatorios a partir de una colección de datos original, pero cada subconjunto, del mismo tamaño, se forma aleatoriamente, pudiendo repetirse datos de un subconjunto en otro, conociéndose esta técnica de asignación de datos como muestreo por reemplazo.

Una vez que se tienen los subconjuntos de datos se entrena el modelo en cada uno de los subconjuntos, tomándose resultados que son muy fuertes a posibles cambios en las variables debido a la naturaleza de aleatoriedad de sus propios valores.

Una vez que tenemos los subconjuntos entrenados con la variabilidad de los datos, se agregan los resultados. Si es para un problema de clasificación se toma el valor mayoritario entre los diferentes modelos y si es de regresión se agrega como resultado al promedio de las predicciones de los modelos.

Un concepto clave son los hiperparámetros, que son parámetros que se definen antes de entrenar al modelo y afectan a su rendimiento y precisión. Un ejemplo

puede ser el número de árboles del modelo o el Bootstrap, el muestreo con remplazo, hiperparámetro que hace que el modelo entrene con muestras aleatorias.

5.3. Métodos para el aprendizaje no supervisado

Los principales métodos más usados en este método son:

- **Agrupación en clústeres (clustering)**, cuyo objetivo es agrupar datos similares en conjuntos (clusters) no etiquetados. Algunos algoritmos de clustering son:
 - **K-Means** => Se separan los datos en “k” grupos intentando minimizar la distancia entre ellos
 - **Hierarchical Clustering** => Se realiza una jerarquización de grupos usando fusiones o divisiones sucesivas

Un ejemplo de uso para este método es la segmentación de clientes según su comportamiento

- **Reducción de dimensionalidad** usándose para la simplificación del dataset, eliminando características irrelevantes, logrando una obtención de la máxima calidad de la información. Una técnica para reducir la dimensionalidad puede ser el PCA (Análisis de Componentes Principales), reduciendo la cantidad de variables del problema transformándolo en un problema con menos variables, ya sea con la matriz de covarianza o estandarizando los datos.
- **Métodos de asociación**, mediante las reglas de asociación se logra conseguir relaciones entre datos etiquetados o no etiquetados.

Capítulo 6. GESTIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIALES (EII)

Una vez visto la gestión de la demanda y los métodos de aprendizaje automático más comunes en la actualidad vamos a proceder con la implementación de un modelo de aprendizaje automático para realizar la gestión de la demanda eléctrica.

Esta gestión de la demanda nos ayudará a anticiparnos a los picos de demanda y poder calcular mejor la energía a sustraer, mediante los cargadores V2G, de los coches eléctricos.

6.1. Consumos energéticos de la Escuela de Ingeniería Industriales

Para obtener los históricos de consumo de la EII se procedió a la revisión de los contadores inteligentes instalados en la Escuela. Estos datos se almacenan en un archivo tipo xlsx, un tipo Excel, donde aparecen las columnas de:

- Día, representa el día en el que se produjo la lectura
- Mes, representa el mes en el que se produjo la lectura
- Año, representa el año en el que se produjo la lectura
- Hora, representa la hora en la que se produjo la lectura
- Cuarto, representa el cuarto, de los cuatro que tiene una hora, en la que se produjo la lectura.
- kW, representa la potencia activa que mide el contador
- kVar, representa la potencia reactiva que mide el contador

| Día | Mes | Año | Hora | Cuarto | (kW) | (kVAr) |
|-----|-----|------|------|--------|------|--------|
| 30 | 9 | 2021 | 0 | 1 | 240 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 0 | 2 | 248 | 56 |
| 30 | 9 | 2021 | 0 | 3 | 240 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 0 | 4 | 236 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 1 | 1 | 228 | 52 |
| 30 | 9 | 2021 | 1 | 2 | 236 | 52 |
| 30 | 9 | 2021 | 1 | 3 | 252 | 40 |
| 30 | 9 | 2021 | 1 | 4 | 224 | 56 |
| 30 | 9 | 2021 | 2 | 1 | 240 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 2 | 2 | 232 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 2 | 3 | 240 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 2 | 4 | 236 | 52 |
| 30 | 9 | 2021 | 3 | 1 | 240 | 48 |
| 30 | 9 | 2021 | 3 | 2 | 244 | 44 |
| 30 | 9 | 2021 | 3 | 3 | 240 | 52 |
| 30 | 9 | 2021 | 3 | 4 | 232 | 52 |
| 30 | 9 | 2021 | 4 | 1 | 240 | 52 |

Ilustración 13. Representación del dataset de la EII con el que se está trabajando

(Fuente: Elaboración propia)

Aquí podemos ver un ejemplo de los primeros valores del dataset que tenemos. Como se puede comprobar se ha hecho el análisis desde el 30 de Septiembre hasta el 30 de Junio de, en este caso, el curso académico 2021/22, pero que se podría extrapolar a cualquier otro año académico, simplemente cargando los valores en el modelo desarrollado.

6.2. Potencia activa y Potencia Reactiva

Los dos valores (trifásico) que se miden por lo tanto son los valores de potencia activa y potencia reactiva. La energía activa es la energía eléctrica en donde las características de tensión e intensidad se encuentran en fase y se transforman en trabajo útil.

Son los kWh que la instalación consume debido a las necesidades de su proceso productivo, iluminación de clases, laboratorios etc, y en general, cualquier demanda de la instalación de un equipo receptor. La suma de las Potencias Activas a lo largo del tiempo hace referencia a la energía activa (kWh) y es lo que el suministrador eléctrico factura gracias al contador. Se calcula:

$$P = \sqrt{3} V * I * \cos(\delta) \quad .. (5)$$

Donde:

- P: Potencia que se mide en vatios (W)
- V: Tensión eléctrica expresada en voltios (V)
- I: Corriente eléctrica que se expresa en amperios (A)
- $\cos(\delta)$: factor de potencia

La potencia reactiva es la potencia que oscila entre la fuente y los elementos reactivos (bobinas y condensadores) sin realizar ningún trabajo útil. La potencia reactiva puede llegar a ser negativa cuando el sistema está generando en lugar de consumiendo potencia reactiva. Esto puede darse cuando:

- El sistema tiene más capacidad que inductancia
- Los condensadores suministran potencia reactiva en vez de consumirlas, al contrario de las bobinas

- Ajuste de excitación del generador

Además, en las energías renovables, para compensar el factor de potencia, se puede generar potencia reactiva para compensar el consumo inductivo. Se calcula:

$$Q = \sqrt{3} V * I * \sin(\delta) \quad .. (6)$$

Donde:

- Q: Potencia que se mide en voltiamperios reactivos (VAr)
- V: Tensión eléctrica expresada en voltios (V)
- I: Corriente eléctrica que se expresa en amperios (A)
- $\sin(\delta)$: Proporción de la corriente que no realiza trabajo útil

La relación entre P y Q es lo que se denomina potencia aparente, y es la combinación de la potencia activa y la reactiva. La potencia aparente (S) es una magnitud adimensional que se obtiene al relacionar la potencia activa con la reactiva, su valor máximo es 1 y cuanto más cerca se encuentre este valor de la unidad, más trabajo se puede producir para una determinada tensión.

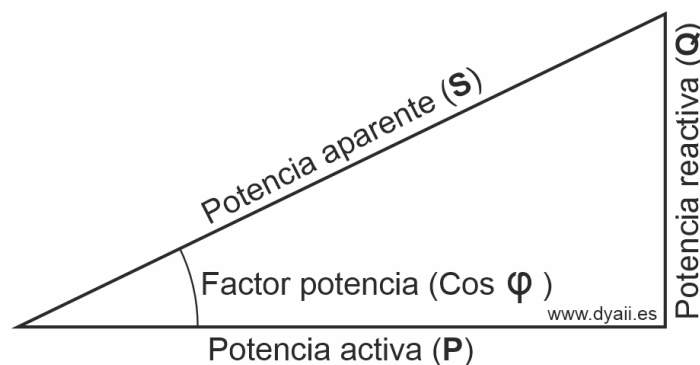


Ilustración 14. Triangulo de potencia

(Fuente: Diseño y automatización de instalaciones industriales)

Como se puede comprobar, por el teorema de Pitágoras, la S es la hipotenusa de los catetos que forma el triángulo de potencias.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad .. (7)$$

De acuerdo con la trigonometría, mientras mayor sea el factor de potencia ($\cos(\delta)$), es decir, mientras el $\cos(\delta)$ este más cercano a 1, implica que casi toda la energía suministrada se usa eficientemente. Un bajo factor de potencia, por debajo de 0.9, anuncia que hay mucha potencia reactiva, generándose pérdidas por efecto Joule en cables o multas en la factura eléctrica, exigiéndose a las empresas distribuidoras un mínimo de 0.95.

6.3 Curva de Potencia Activa de la Escuela

Para determinar la curva de potencia activa de la Escuela de Ingeniería se ha usado Visual Studio Code debido a la cantidad de datos registrados, un total de 26304 instancias.

Desde Visual Studio Code se ha importado las librerías pandas y matplotlib en Python para realizar la labor del análisis y la visualización de la curva.

Las pandas se han usado para leer los datos del Excel y filtrarlos, mientras que matplotlib se ha usado para generar los gráficos de visualización.

```
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt

# Cargar datos
df = pd.read_excel("potencias.xlsx", sheet_name="Hoja2")

# Seleccionar los primeros 30 valores

# Imprimir datos para depuración
print(df)
print(df.columns)

# Crear gráfico de barras horizontales
plt.figure(figsize=(10, 6))
plt.bar(df.index, df['kVAr'], color='blue', edgecolor='red')

#Etiquetas
plt.xlabel('Paso del tiempo (cuartos de hora)')
plt.ylabel('kVAr')
plt.title("Histograma de los valores de kVAr")

# Mostrar gráfico
plt.show()
```

Ilustración 15. Código en Visual Studio para graficar las curvas de demanda
(Fuente: Elaboración propia)

Aquí se muestra un ejemplo del código desarrollado para obtener el histograma para el dataset de potencias de kVAr. Este código da como resultado las siguientes curvas de potencias, haciendo la diferenciación de kW y kVAr.

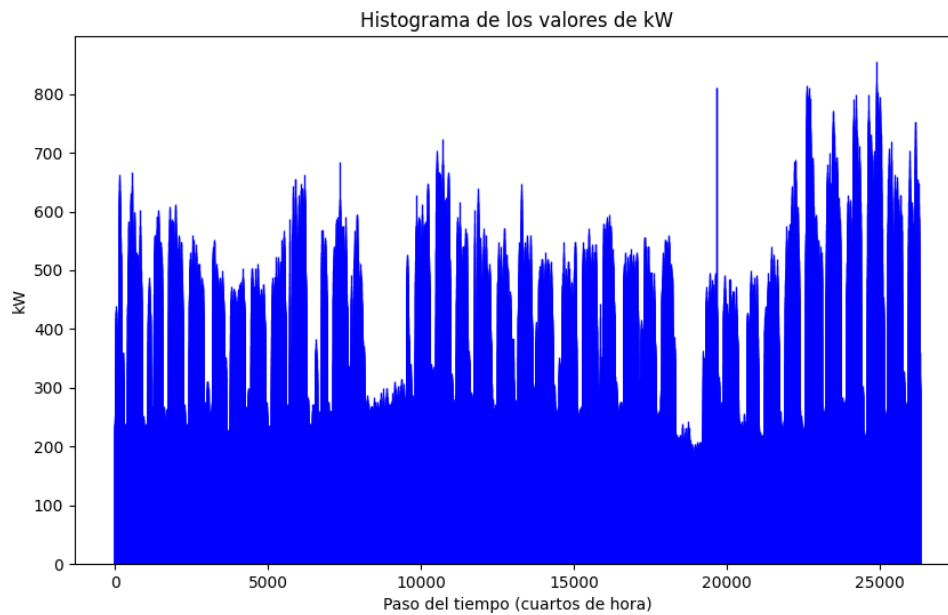


Ilustración 16. Curva de potencia activa

(Fuente: Elaboración propia)

Para analizar los picos de consumo he hecho la agrupación por los 2000 picos de consumo más elevados dentro del dataset, implementando el filtrado correspondiente en Visual Studio, generando el Excel con las 2000 instancias y representándolo después gráficamente.

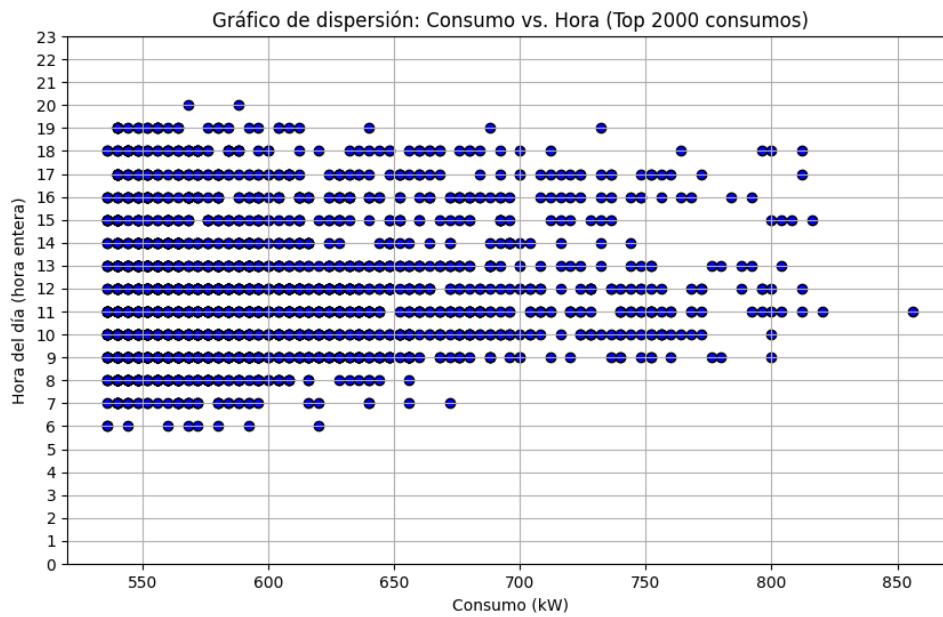


Ilustración 17. Gráfico de dispersión Consumo vs hora de la potencia activa

(Fuente: Elaboración propia)

Tabla 4. Tabla de frecuencias por horas (P)

(Fuente: Elaboración propia)

| Hora | Veces |
|------|-------|
| 6 | 9 |
| 7 | 41 |
| 8 | 104 |
| 9 | 255 |
| 10 | 289 |
| 11 | 288 |
| 12 | 258 |
| 13 | 218 |

| | |
|----|-----|
| 14 | 112 |
| 15 | 98 |
| 16 | 117 |
| 17 | 101 |
| 18 | 78 |
| 19 | 30 |
| 20 | 2 |

Por lo tanto, podemos ver que, de los 2000 consumos más elevados, tenemos que, la probabilidad de que suceda un mayor consumo, es de 9 a 13:00, coincidiendo con el pico.

6.4 Curva de Potencia Reactiva de la Escuela

Obtenemos la curva de demanda de la Potencia Reactiva (Q) y la gráfica de dispersión.

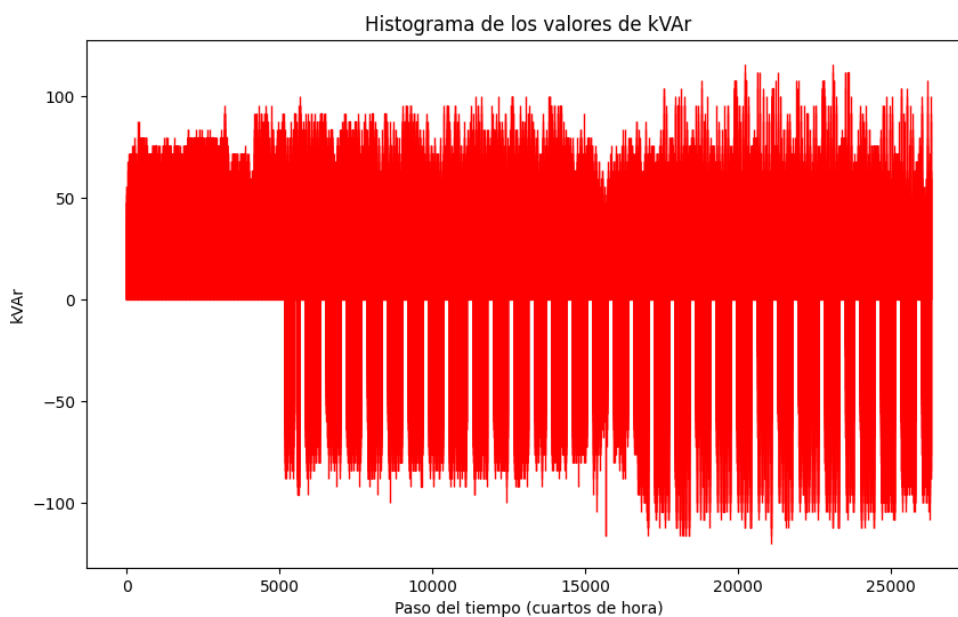


Ilustración 18. Curva de potencia reactiva de la Escuela de Ingeniería

(Fuente: Elaboración propia)

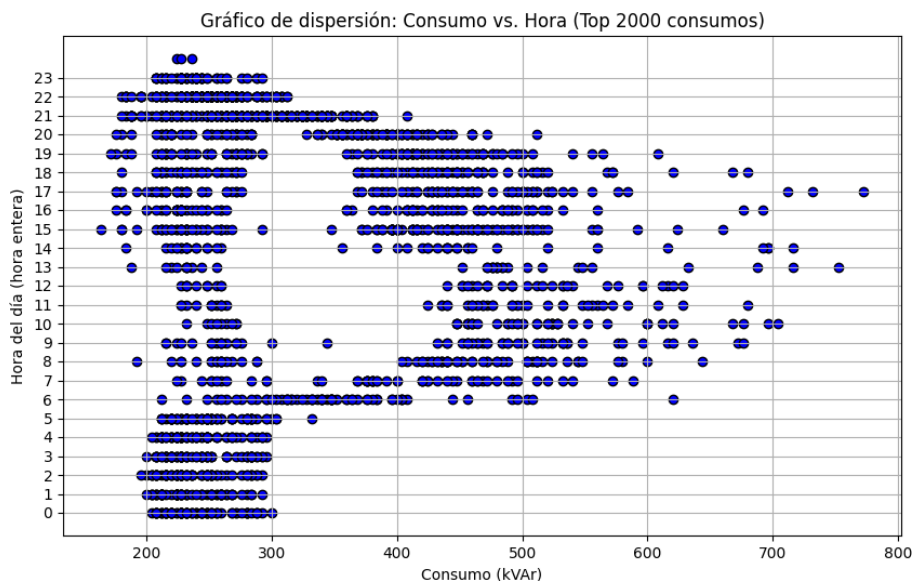


Ilustración 19. Gráfica dispersión Potencia Reactiva

(Fuente: Elaboración propia)

En el caso de la potencia reactiva es clave determinar los picos de potencia reactiva ya que puede generar pérdidas adicionales y afectar a la calidad de la energía de la Escuela. Estos picos se suelen asociar a arranques de motores o cambios bruscos en la carga, pudiendo generar el exceso de potencia reactiva penalizaciones en la factura energética, como se menciona anteriormente.

Tabla 5. Tabla de frecuencia por horas (Q)

(Fuente: Elaboración propia)

| Hora | Veces |
|------|-------|
| 0 | 72 |
| 1 | 59 |
| 2 | 68 |

| | |
|----|-----|
| 3 | 66 |
| 4 | 68 |
| 5 | 70 |
| 6 | 62 |
| 7 | 53 |
| 8 | 66 |
| 9 | 55 |
| 10 | 49 |
| 11 | 44 |
| 12 | 39 |
| 13 | 31 |
| 14 | 42 |
| 15 | 118 |
| 16 | 84 |
| 17 | 92 |
| 18 | 101 |
| 19 | 123 |
| 20 | 132 |
| 21 | 252 |
| 22 | 196 |
| 23 | 55 |

24

3

Por lo tanto, podemos ver que las horas con más valores en Q son de 18:00 a 22:00 pm

6.5 Relación entre la Potencia Activa y la Potencia Reactiva

Como hemos podido comprobar el pico de Potencia Activa (P) y Reactiva (Q) no coinciden en la franja horaria. Los valores más altos de P se dan en la mañana y mediodía (9-13:00 pm), con un pico de 10:00 a 12:00.

Estos consumos son muy habituales con una instalación industrial que se utiliza con un fin laboral, que es donde se produce un mayor consumo eléctrico debido a maquinaria, equipos electrónicos o iluminación.

La Q es más elevada durante el horario de tarde-noche (18-22:00 pm), con un pico a las 21:00 pm. Esto puede deberse a una serie de motivos, entre ellos:

- Los sistemas de refrigeración o climatización funcionan con más intensidad.
- Los motores o sistemas industriales siguen operando sin grandes consumos de Potencia Activa, lo que implica un aumento de Potencia Reactiva.
- Un menor consumo de potencia durante la noche, empeorando el factor de potencia.

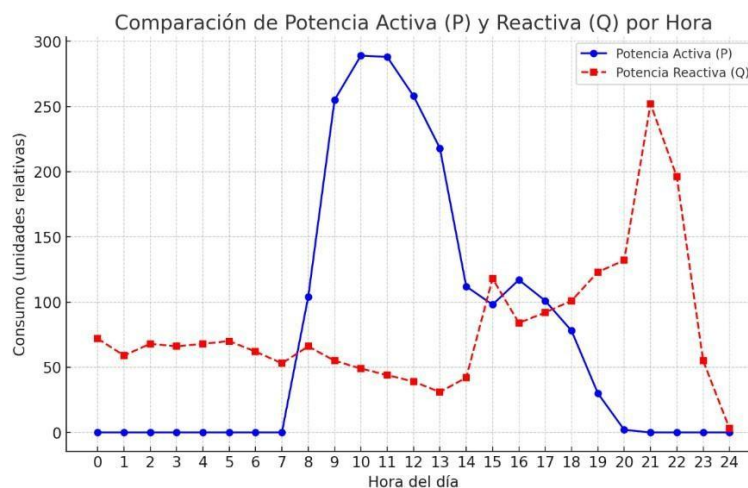


Ilustración 20. Gráfica comparativa entre P y Q

(Fuente: Elaboración propia)

Se puede apreciar la comparación entre los picos de la P y la Q por hora, donde se observa que se encuentran desfasados, lo que representa un bajo factor de potencia en ciertos períodos de tiempo.

6.6 Conclusión del análisis

El parking inteligente que diseñemos, por lo tanto, puede aprovechar este desfase para cargar coches cuando la demanda de P es baja y compensar la Q con la energía eléctrica almacenada en las baterías.

Los propios coches, a través de la tecnología V2G, pueden inyectar potencia activa cuando la red de la escuela lo requiere y absorber la potencia reactiva cuando sea óptimo para mejorar así el factor de potencia. Si nuestro sistema de carga es capaz de detectar que va a haber mucha cantidad de Potencia Reactiva y poca Potencia Activa, se pueden habilitar estrategias para compensar la potencia reactiva con la baterías o condensadores.

Para lograr un cómputo de la tarifa eléctrica más barata podemos diseñar algoritmos de carga inteligente que sean capaces de anticiparse al consumo futuro de la Escuela para optimizar costes.

Para ello vamos a realizar un análisis predictivo de consumo y picos de P y Q en función de los datos históricos mediante la implementación de un sistema de gestión energética con la ayuda de los algoritmos y IA para automatizarse la carga de los vehículos eléctricos en función de los datos predichos con métodos basados en aprendizaje automático.

Capítulo 7. GESTIÓN INTELIGENTE DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA ESCUELA DE INGENIERÍA INDUSTRIALES

7.1 Peak Shaving y Estabilización de Frecuencia

El Peak Shaving se trata de reducir los picos de demanda mediante fuente de almacenamiento (como son baterías o los propios vehículos) o generación distribuida. E trata de una estrategia para reducir el consumo eléctrico durante las horas de mayor demanda, reduciendo así el coste de electricidad y optimizando el consumo energético. Es un proceso de reducción de la cantidad de energía comprada, generando así un perfil de ahorro a las empresas o instituciones públicas durante las horas de mayor demanda, aplanándose así el perfil de carga.

Esta estrategia se puede aplicar en la Escuela, obteniendo la energía eléctrica de los coches eléctricos estacionados en el parking durante las horas valle, horas donde no hay tanta demanda energética, y por tanto es más barata, y descargándose en las horas pico, es decir donde hay una mayor demanda energética, y, por lo tanto, con precio mayor asociado a la tarifa.

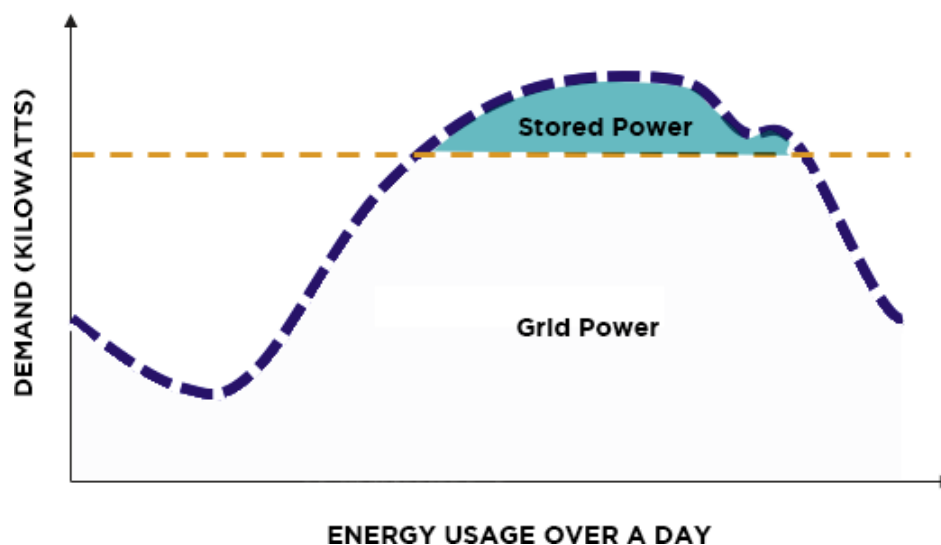


Ilustración 21. Representación gráfica del Peak Shaving

(Fuente: Elum Energy)

En esta imagen se puede apreciar cómo, mediante la inyección de energía eléctrica a la red, almacenada en baterías o por la acción de descarga de los coches eléctricos, se consigue aplanar la curva de demanda, haciendo que el maxímetro marque un valor menor que el medido inicialmente.

Por lo tanto, si se puede predecir cuándo se van a producir estos picos de consumo eléctrico, podremos gestionar la demanda de forma inteligente y responsable.

El otro concepto clave es la estabilización de frecuencia. La frecuencia de la red eléctrica debe de mantenerse en 50 Hz para Europa y Asia, mientras que en Estados Unidos, partes de Japón, países de América Latina, como Perú, ha de mantenerse a 60 Hz. Esta frecuencia puede variar dependiendo de la demanda y la generación de electricidad, y es muy importante mantener una estabilidad en ella.

Una frecuencia estable repercute en una protección de los dispositivos electrónicos, diseñados para trabajar a una frecuencia predeterminada, evitar apagones o posibles colapsos en la red, donde un posible desbalanceamiento entre lo que se genera y lo que se demanda puede causar caídas de frecuencia, y, por último, juega un rol clave en la estabilización de frecuencia, el uso de energías renovables, debido al carácter intermitente de las mismas.

Además, teniendo en consideración que:

- Un exceso de generación aumenta la frecuencia
- Un exceso de consumo disminuye la frecuencia

Se puede idear un sistema inteligente para equilibrar el sistema y conseguir así una frecuencia estable en el mismo.

Además, teniendo en consideración que:

- Un exceso de generación aumenta la frecuencia
- Un exceso de consumo disminuye la frecuencia

Se puede idear un sistema inteligente para equilibrar el sistema y conseguir así una frecuencia estable en el mismo.

Por lo tanto, si se puede predecir cuándo se van a producir estos picos de consumo eléctrico, podremos gestionar la demanda de forma inteligente y responsable.

El otro concepto clave es la estabilización de frecuencia. La frecuencia de la red eléctrica debe de mantenerse en 50 Hz para Europa y Asia, mientras que en Estados Unidos, partes de Japón, países de América Latina, como Perú, ha de mantenerse a 60 Hz. Esta frecuencia puede variar dependiendo de la demanda y la generación de electricidad, y es muy importante mantener una estabilidad en ella.

Una frecuencia estable repercute en una protección de los dispositivos electrónicos, diseñados para trabajar a una frecuencia predeterminada, evitar apagones o posibles colapsos en la red, donde un posible desbalanceamiento entre lo que se genera y lo que se demanda puede causar caídas de frecuencia, y, por último, juega un rol clave en la estabilización de frecuencia, el uso de energías renovables, debido al carácter intermitente de las mismas.

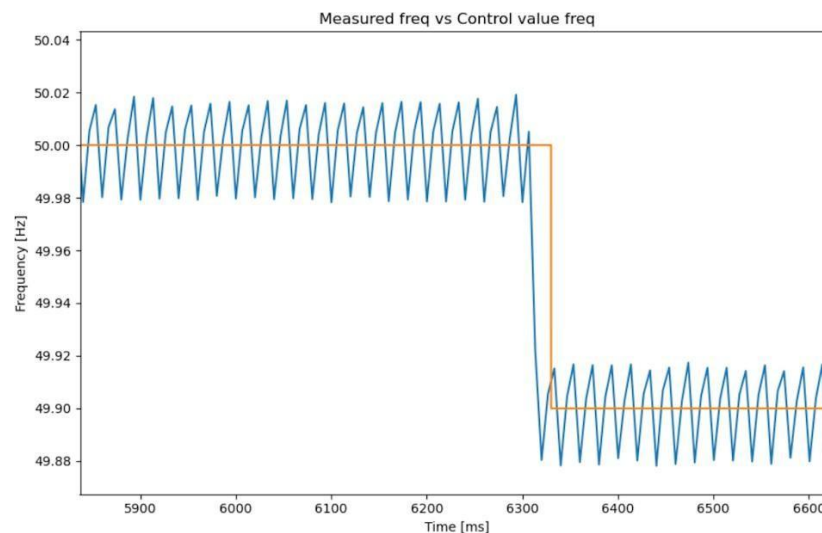


Ilustración 22. Estabilización de frecuencia: control primario de turbinas hidráulicas - parte I

(Fuente: Frederiksen Carlsen, Lindsjö Henrik, 2023)

7.2. Estrategias de optimización para la carga y descarga y lograr el Peak Shaving en la Escuela de Ingeniería

La capacidad de almacenamiento de energía que poseen los vehículos eléctricos puede llegar a convertirse en un factor determinante para lograr el Peak Shaving mediante las V2G, es por ello que vamos a diseñar una estrategia de carga y descarga en la Escuela de Ingeniería para optimizar el uso de la energía eléctrica y el coste neto.

Para el diseño se han tenido unas cuantas restricciones, impuesta a nivel personal, pensando en el mejor uso del sistema de carga, asegurando la calidad y la seguridad de este. Por lo que tendríamos las siguientes restricciones:

- Restricción de energía de la batería, donde se asegura que el nivel de energía del vehículo este siempre dentro de un rango válido. En este caso, para proteger la salud de la batería, se ha ajustado un nivel mínimo de 30 y un nivel máximo de 80kWh.
- Por otro lado, tenemos la restricción del balance energético, para actualizar el nivel de energía de la batería en función de la carga y la descarga para cada instante t , asegurándonos que se cumpla con las leyes de conservación de la energía y eficiencia.
- Se ha especificado una potencia máxima y mínima de carga o descarga. La potencia mínima que se ha calculado es de 3kW y máxima de 11kW, que es la potencia estipulada en corrientes trifásicas.
- Evitar que el coche sea capaz de cargar y descargar a la vez, ya que es físicamente imposible.
- Se han declarado tres localizaciones diferentes, con 3, 3 y 2 cargadores respectivamente
- Restringir la potencia total del sistema, que se ajusta para no superar el pico máximo de potencia en la Escuela.
- Se ha introducido unas restricciones en base al hábito de uso del propietario y la disponibilidad del cargador usando variables binarias.

Por último, hemos declarado una función objetivo para maximizar el beneficio neto del sistema, para que el sistema cargue cuando la electricidad sea barata y descargue, y, por lo tanto, venda, cuando sea más cara.

7.3 Modelo de optimización lineal

Para el planteamiento y resolución del modelo se ha usado el software GAMS, software para el modelado de sistemas para la optimización matemática. Al plantear el modelo se han tenido en cuenta las restricciones mencionadas anteriormente, llegando a las siguientes ecuaciones.

Mi función objetivo, va a ser la de minimizar el coste total de la Escuela, optimizando la carga y la descarga. Sería por tanto multiplicar nuestro precio de carga por lo que cargamos restándolo al precio de descarga en relación a lo que se descarga.

$$\text{Minimizar } C_{total} = \sum_{i,t} (\text{precio}_{carga}(t) \cdot x_{carga}(i,t) - \text{precio}_{descarga}(t) \cdot x_{descarga}(i,t)) \quad \dots (8)$$

La siguiente ecuación que se plantea es la del balance de energía para nuestro primer intervalo de carga, donde calculamos el nivel de energía a partir del nivel inicial de la batería de cada vehículo y sumándole o restándole la energía que se carga o descarga para $t=1$.

$$E_{nivel(i,t)} = E_{inicial}(i) + \mu_{carga} * x_{carga}(i,t) - \frac{1}{\mu_{descarga}} * x_{descarga}(i,t), \quad \forall t = 1 \quad \dots (9)$$

La siguiente ecuación es análoga a la anterior, pero para el resto de intervalos de tiempo, realizando la relación con la ecuación 2.

$$E_{nivel_inicial(i,t)} = E_{inicial}(i, t-1) + \mu_{carga} * x_{carga}(i,t) - \frac{1}{\mu_{descarga}} * x_{descarga}(i,t), \quad \forall t = 1 \quad \dots (10)$$

La cuarta restricción es la de la capacidad máxima y la quinta la capacidad mínima de la batería, donde se asegura que el nivel de batería se mantenga en torno a un rango de control, asegurando que el usuario tenga batería en su coche cuando vuelva a usarlo, y, que se proteja la batería del vehículo

$$E_{nivel}(i,t) \leq E_{Max}, \quad \forall t \quad \forall i \quad \dots (11)$$

$$E_{nivel}(i,t) \geq E_{min}, \quad \forall t \quad \forall i \quad \dots (12)$$

La quinta y la sexta son ecuaciones que representan las limitaciones técnicas del sistema de carga, estableciendo una potencia máxima de carga y descarga.

$$x_{carga}(i,t) \leq P_{carga} \quad \forall i \quad \forall t \quad \dots (13)$$

$$x_{descarga}(i, t) \leq P_{descarga} \quad \forall i \quad \forall t \quad ..(14)$$

La octava ecuación del modelo hace alusión a la restricción del Peak Shaving, donde se asegura el balance total no supere el pico de demanda en cada intervalo de tiempo, teniendo en cuenta la demanda local primero.*i*

$$\sum_i (x_{carga}(i, t) - x_{descarga}(i, t)) \leq P_{pico} - demanda(t) \quad \forall (t) ..(15)$$

Se relaciona la variable binaria y con la carga, indicando si el cargador está cargando o no.

$$y_{carga}(i, t) = 1; \text{ el vehículo es capaz de cargar hasta un máximo} \quad ..(16)$$

$$y_{carga}(i, t) = 0; \text{ el vehículo no se está cargando} \quad ..(17)$$

Se asegura que el cargador no pueda realizar la acción de cargar y descargar de manera simultánea relacionado la descarga con la variable binaria también, de manera de que si sucede una cosa no pueda suceder la contraria.

$$x_{descarga}(i, t) \leq P_{descarga_max} \cdot (1 - y_{carga}(i, t)), \quad \forall i \quad \forall t \quad ..(18)$$

En esta ecuación si nuestra $y_{carga}(i, t) = 1$, modo carga, entonces $x_{descarga}(i, t) = 0$, y, si $y_{carga}(i, t) = 0$ entonces se puede descargar hasta el límite $P_{descarga_max}$.

Se establece, además, una especificación, donde, si el vehículo está cargando, se le cargue, como mínimo, con una potencia de 0,01kW, asegurándose así de que la carga sea un factor determinante.

$$x_{carga}(i, t) \geq 0.01 \cdot y_{carga}(i, t) \quad \forall i \quad \forall t \quad ..(19)$$

Se establece una ecuación para que cuando una variable z (donde viene recogida los perfiles de uso de los usuarios de los cargadores) sea igual a 0, quiere decir que mi variable binaria y_{carga} es 0, no pudiendo, por tanto, cargar el vehículo durante ese intervalo de tiempo

$$y_{carga}(i, t) \leq z_{disponible}(i, t) \quad \forall i \quad \forall t \quad \dots (20)$$

Se le añade la condición de que el nivel de carga de la batería ha de ser mayor al final que al inicio del período. Esta condición es bastante relevante, ya que es la condición que va a hacer que los usuarios quieran usar el cargador, ya que les reporta un beneficio directo.

$$Enivel(i, 14) \geq Enivel(i, 0) + 10 \dots (21)$$

Por último, se añade la demanda neta, que es la demanda resultante de la carga y descarga de los automóviles

$$demanda_{neta} = demanda(t) + \sum_i (x_{carga}(i, t) - x_{descarga}(i, t)) \dots (22)$$

7.3 Resultados de la estrategia de optimización

Implementando el modelo con 8 vehículos y las localizaciones del parking mencionadas anteriormente, me dan los siguientes resultados:

7.3.1 Horas de carga

Tabla 6. Horas de carga en la estrategia de optimización.

(Fuente: Elaboración propia)

| Vehículo | Horas de carga (kW) |
|----------|--|
| V1 | t6:11, t10:4.44, t13:11, t14:11 |
| V2 | t8:11, t9:11, t10:11, t13:4.91, t14:11 |
| V3 | t6:8, t7:10.713, t9:11, t10:11, t13:11, t14:11 |
| V4 | t6:11, t9:11, t13:1, t14:11 |
| V5 | t6:11, t8:10.287, t9:5, t10:11, t14:11 |
| V6 | t3:11, t8:11, t10:4.44, t14:11 |

| | |
|----|---|
| V7 | t6:11, t9:11, t10:11, t13:6.728, t14:11 |
| V8 | t3:11, t10:3.121, t13:11, t14:11 |

7.3.2 Horas de descarga

Tabla 7. Horas de descarga en la estrategia de optimización

(Fuente: Elaboración propia)

| Vehículo | Horas de carga (kW) |
|----------|-------------------------------|
| V1 | t3:11, t5:11 |
| V2 | t3:11, t5:11, t6:9.5 |
| V3 | t1:0.819, t3:11, t5:11, t6:11 |
| V4 | t3:11, t5:11, t6:5.432 |
| V5 | t3:11, t5:11, t6:8.981 |
| V6 | t3:11, t5:11, |
| V7 | t1:0.003, t3:11, t5:11, t6:11 |
| V8 | t5:11, t6:9.908 |

7.3.3 Nivel de energía

El nivel de energía es la representación de carga de la batería por vehículo eléctrico, parametrizando un valor inicial de batería y, con la variable dinámica del estado de carga y el cambio de energía por cada instante de tiempo hasta la última hora del ciclo (hora 14).

Tabla 8. Nivel de energía por vehículo ($t1-t14$).*(Fuente: Elaboración propia)*

| Vehículo | E(0) | E(14) |
|----------|------|-------|
| V1 | 55 | 65 |
| V2 | 65 | 75 |
| V3 | 70 | 80 |
| V4 | 65 | 75 |
| V5 | 70 | 80 |
| V6 | 60 | 70 |
| V7 | 68 | 78 |
| V8 | 63 | 73 |

7.4 Aspectos claves de la estrategia de optimización de carga

La carga está mayormente concentrada en los últimos intervalos de tiempo de la mañana y principio de la tarde, de 14:00 a 17:00, cuando la demanda es más baja o el precio de carga resulta más rentable cargar el vehículo, optimizando el coste total.

La descarga ocurre en los primeros intervalos de tiempo de la mañana temprano de 8:00 a 13:00, cuando la demanda es alta en la red, para lograr reducir así los picos de demanda.

Todos los vehículos finalizan con mayor energía que en su estado inicial, garantizando por tanto un modelo sólido y rentable en ambos sentidos, tanto para el que ofrece el servicio como para el que lo consume. En concreto acaban con un +10 por que así lo impone el modelo, pero se podría relajar o ajustar más la restricción logrando un reporte mayor o menor a nivel económico debido a como está ajustada la variable t y la flexibilidad que tiene el modelo

Se reconoce por tanto aspectos claves como es el Smart Charging, cargándose los vehículos en los momentos de menor demanda, lográndose así reducir costes, ya que el precio de la energía en horas valle es más económica, se aprovecha la infraestructura de red existente, siendo la inversión realmente la de los cargadores y su instalación y mejora la estabilidad y la eficiencia energética global.

Para aplanar más la curva se añaden dos ecuaciones, que penalizan la variabilidad de la demanda neta y sirven para aproximar la desviación absoluta respecto a la media.

$$desviación_{abs(t)} \geq demanda_{neta(t)} - d \quad (23)$$

donde d representa la media de la demanda original, por lo que la ecuación en sí representa la desviación absoluta de la demanda neta respecto a la media.

En el caso que la demanda neta esté por debajo de la media:

$$desviación_{abs(t)} \geq d - demanda_{neta(t)} \quad (24)$$

Esto hace que se corrija la desviación tanto por exceso como por defecto, cumpliendo roles complementarios.

Capítulo 8. ELECTRIC DEMAND PREDICTOR

Como hemos visto anteriormente, la capacidad de predecir los consumos reales de nuestro sistema eléctrico habilita una gestión inteligente de la demanda y facilita el proceso de automatización de carga y descarga en nuestro sistema.

Es por ello por lo que se ha diseñado una aplicación de escritorio, mediante el uso del lenguaje de programación Python y el algoritmo de Random Forest, visto anteriormente en el capítulo 5 del trabajo, para diseñar un modelo que nos prediga los consumos eléctricos futuros, basándonos en el histórico del curso académico 2021/2022, extrapolándolo a cualquier otro curso.

8.1 Uso de librerías

Para la realización del proyecto en Visual Studio se han debido de instalar unas librerías, las cual están recogidas en el .txt como anexo al trabajo. Las pandas y las matplotlib ya se han mencionado anteriormente, a estas hay que sumarles las librerías:

- Seaborn, usada para el análisis exploratorio de los datos y visualizar la importancia de cada variable dentro del modelo de Random Forest
- Del sklearn.model_selection se importa el train_test_split, que divide nuestro dataset en entrenamiento y prueba y nos garantiza que nuestro modelo se entrene con una parte mayoritaria de los datos (80%) y se valide con la parte restante (20%).
- Del sklearn.ensemble se importa RandomForestRegressor, para poder realizar correctamente los múltiples arboles de decisión que nuestro programa tiene que implementar y predecir valores continuos, en nuestro caso, los consumos de energía en función de la hora del día.
- Del sklearn.model_selection se importa GridSearchCV cuya función es encontrar los mejores hiperparámetros para nuestro modelo probando diferentes combinaciones.
- Del sklearn.metrics se importa mean_absolute_error, mean_squared_error y r2_score, métricas que nos ayudan a medir la precisión de nuestro modelo.

- joblib, que nos permite guardar y cargar modelos de Machine Learning, pudiendo usar nuestro modelo entrenado para predicciones futuras sin tener que entrenarlo de nuevo.
- os, que crea rutas para guardar archivos o verifica si el modelo existe

```
import pandas as pd
from matplotlib import pyplot as plt
import seaborn as sns

from sklearn.model_selection import train_test_split
from sklearn.ensemble import RandomForestRegressor
from sklearn.model_selection import GridSearchCV
from sklearn.metrics import mean_absolute_error, mean_squared_error, r2_score

import os
import joblib
```

Python

Ilustración 23. Requirements que se necesitan para el modelo

(Fuente: Elaboración propia)

8.2. Introducción al modelo

Una vez importada las librerías necesarias se pasa la lectura de nuestro dataset, y a añadir nuevas variables en el modelo. Las variables que se añaden son las de **Day_week** (Día de la semana) y la de **Season** (Estación de año). El hecho de añadir estas variables lo refuerza y lo hace más estable y fiable, siempre y cuando las variables estén relacionadas con los parámetros objetivos.

- Day_week: Me parece importante añadir esta variable ya que existe una relación entre el consumo eléctrico y el día de la semana en el que se compruebe, no siendo el mismo consumo un Martes, por ejemplo, que un Domingo, al tratarse la instalación de la Escuela de Ingeniería Industriales de Málaga.
- Season: Es importante tener en consideración la estación en la que nos encontremos, no siendo el mismo consumo en Invierno que en Primavera, por razones como los sistemas de refrigeración, uso de dispositivos electrónicos, hábitos de uso.... En el modelo el 0 se ha parametrizado como primavera, el 1 como verano, el 2 como otoño y el 3 como invierno.

```
def get_season(date):
    month = date.month
    dia = date.day
    if (month == 3 and dia >= 20) or month in [4, 5] or (month == 6 and dia < 21):
        return 0 # Spring
    elif (month == 6 and dia >= 21) or month in [7, 8] or (month == 9 and dia < 23):
        return 1 # Summer
    elif (month == 9 and dia >= 23) or month in [10, 11] or (month == 12 and dia < 21):
        return 2 # Autumn
    else:
        return 3 # Winter

data["Season"] = data["date"].apply(get_season)

data.drop(columns=["date"], inplace=True)

data.head()
```

Python

Ilustración 24. Código para añadir la variable de la estación del año.

(Fuente: Elaboración propia)

8.3 Análisis Exploratorio de los Datos (EDA)

En esta parte del programa se estudian los datos que tenemos, centrándonos en:

- Número de instancias
- Tipos de variables, que en nuestro modelo todas las variables son de tipo entero (int64)
- Métricas estadísticas, donde se estudia:
 1. La media de cada variable, dándole importancia a los valores de la potencia activa y reactiva, que son realmente los valores que nos interesan.
 2. Los cuartiles (Q1, Q2, Q3, Q4), que representan como de dispersados están los datos, y nos ayudan a obtener los datos anómalos:
 - i. Q1: Primer cuartil, y. representa el valor por debajo del cual está el 25% de los datos, es decir el 25% de los valores más bajos de consumo, representando, por tanto, las horas de menor demanda.
 - ii. Q2: Segundo cuartil, es la mediana, el valor central que divide a los datos en parte iguales, indicándonos el consumo típico.
 - iii. Q3: El 25% de los valores más altos, representando las horas de alta demanda
 - iv. Q4: Los valores extremos (outliers), valores muy altos o bajos dentro del rango de valores normal (rango intercuartílico), que podrían darse por un error en el sistema de medida o por cualquier situación anómala.
 3. Los valores máximos y mínimos

- Tipo de distribución de las variables, en nuestro caso el tipo de distribución de la potencia en función del cuarto de hora, la hora, día, mes, año y la estación, representada con un diagrama de cajas y bigotes (boxplot)
- Valores nulos, para saber cuántas instancias nulas hay y eliminarlas si fuera necesario
- Outliers, para agrupar los valores anómalos de las potencias activas y reactivas y poder ubicarlos dentro de la distribución.

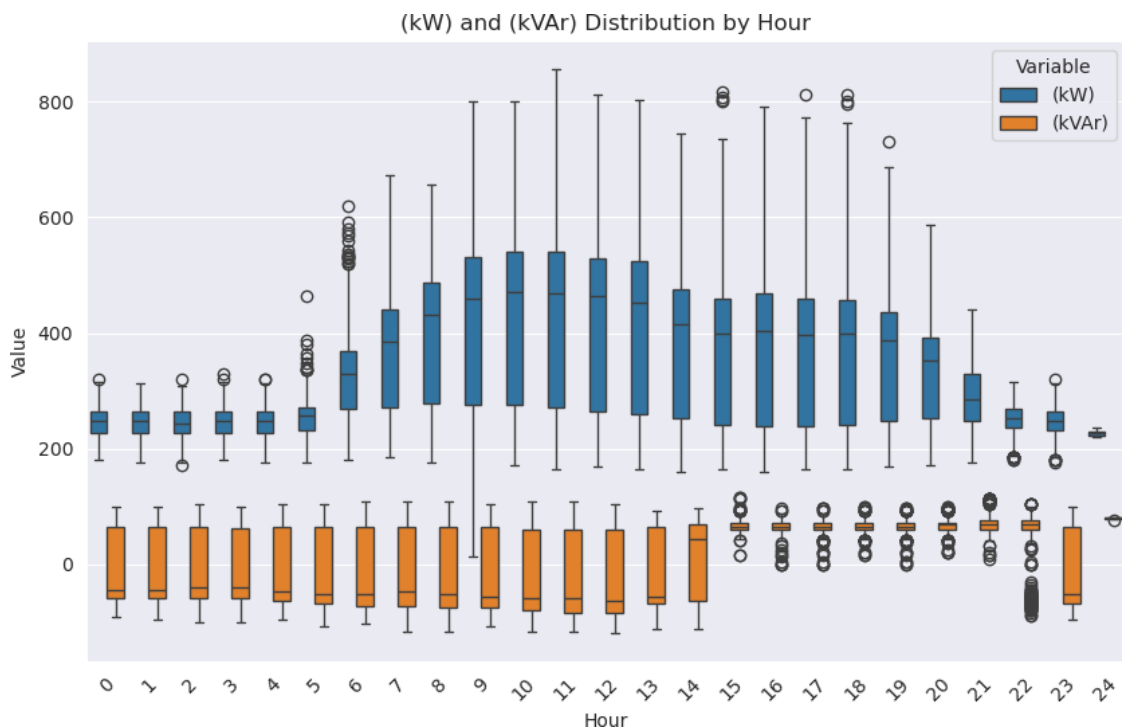


Ilustración 25. Boxplot d la hora del día

(Fuente: Elaboración propia)

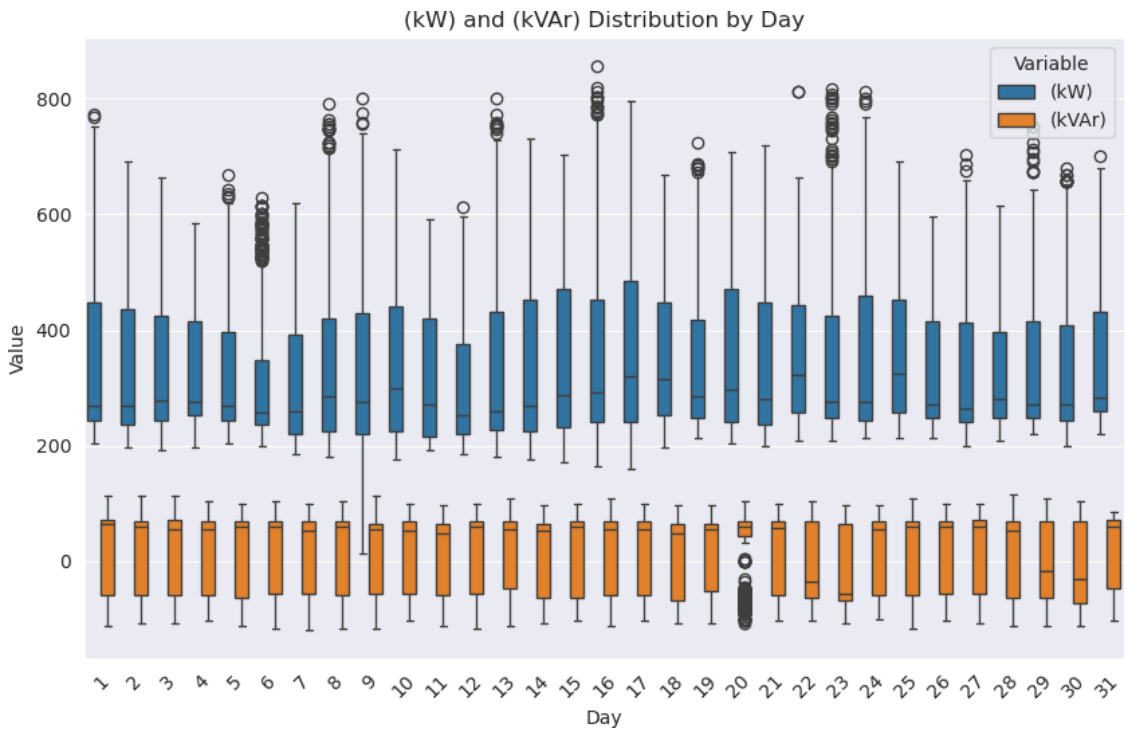


Ilustración 27. Boxplot del día del mes

(Fuente: Elaboración propia)

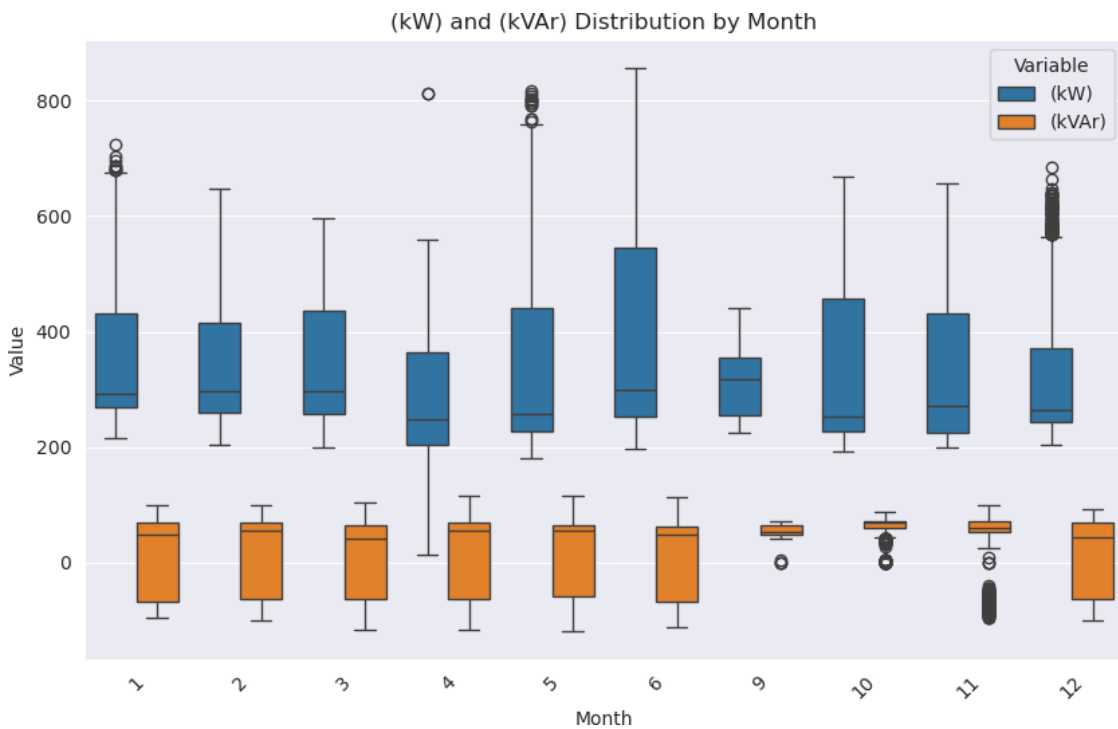


Ilustración 26. Boxplot del día del mes

(Fuente: Elaboración propia)

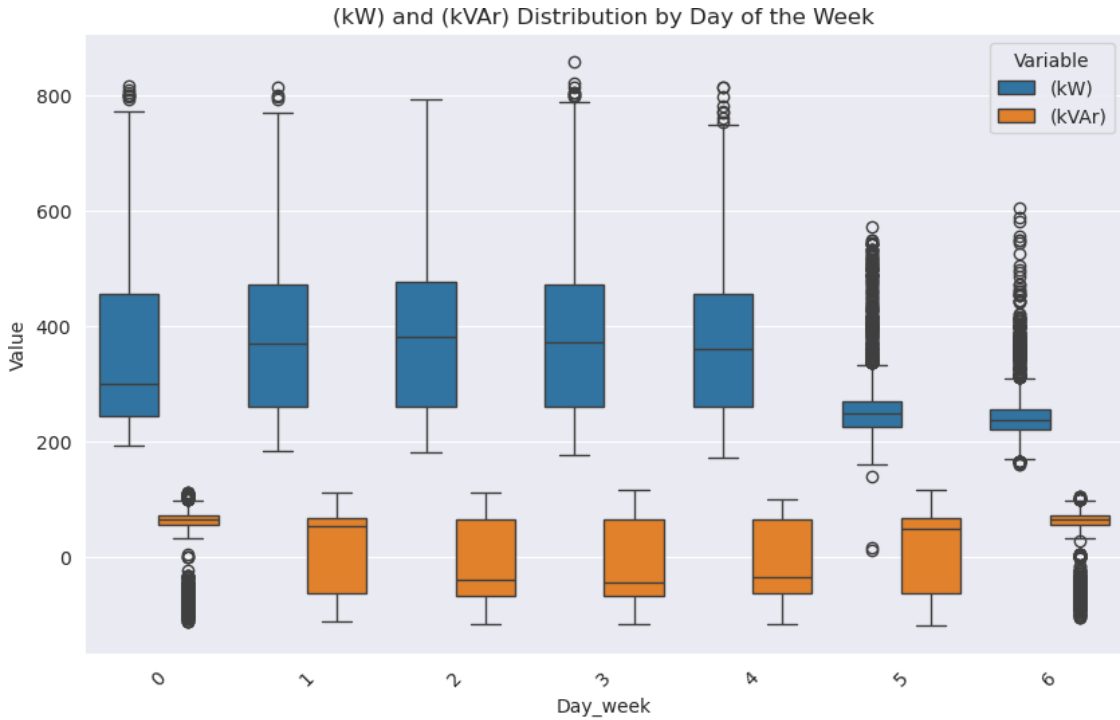


Ilustración 29. Boxplot del día del mes

(Fuente: Elaboración propia)

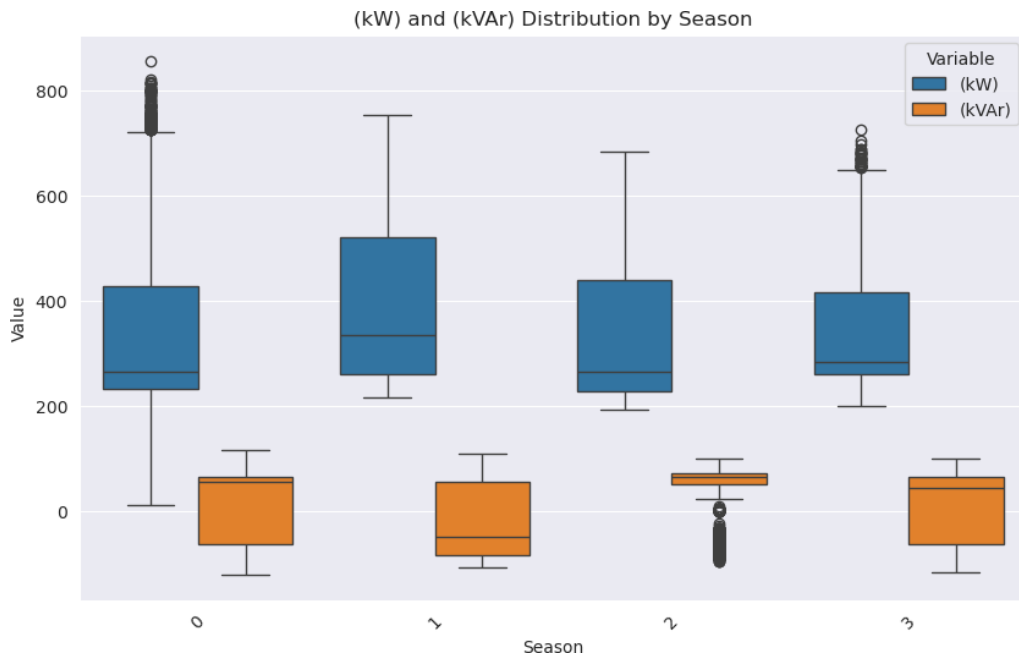


Ilustración 28. Boxplot de la estación del año

(Fuente: Elaboración propia)

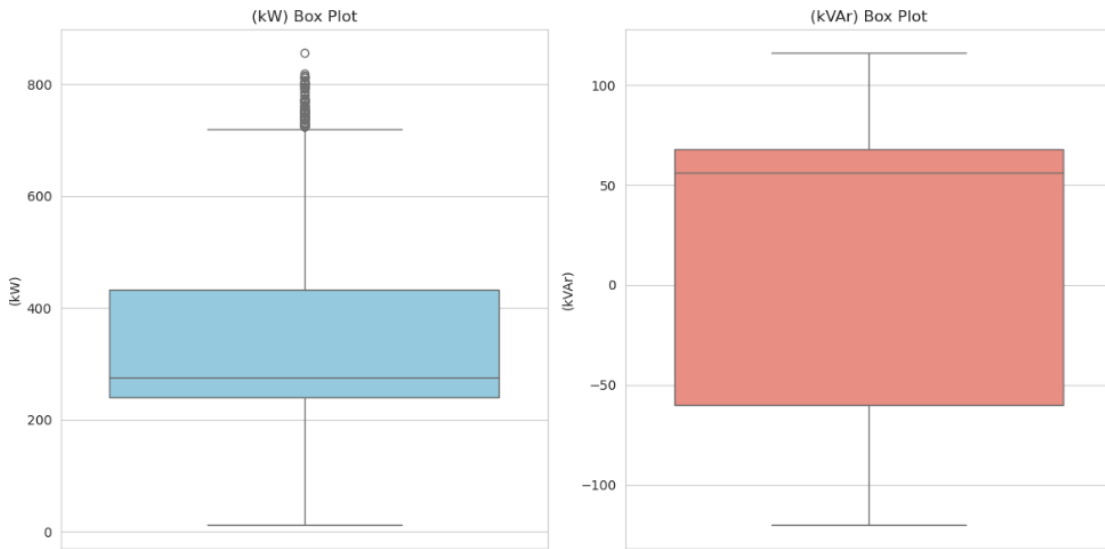


Ilustración 30. Visualización outliers

(Fuente: Elaboración propia)

8.4 Random Forest Regressor

Una vez analizado los datos que tenemos empezamos con el entrenamiento del modelo de aprendizaje. Empezaremos con un código que, usando GridSearchCV optimice los hiperparámetros de nuestro Random Forest y encuentre la mejor combinación para obtener el mayor R^2 , que es lo que determina la precisión de nuestro modelo. El R^2 es lo que se conoce como coeficiente de determinación, relaciona la variable dependiente (que es la que queremos calcular) con las independientes (las que usamos para hacer el cálculo).

```
rf = RandomForestRegressor(random_state=13)

param_grid = {
    "n_estimators": [50, 100, 150],
    "max_depth": [5, 10, 15, None],
    "min_samples_split": [2, 5, 10],
    "min_samples_leaf": [1, 2, 5]
}

grid_search = GridSearchCV(
    rf, param_grid, cv=10, scoring="r2", n_jobs=-1, verbose=1
)

grid_search.fit(X_train, y_train)
best_rf = grid_search.best_estimator_

print(f"Best parameters: {grid_search.best_params}")
print(f"Best R2 score: {grid_search.best_score:.4f}")
```

Python

```
Fitting 10 folds for each of 108 candidates, totalling 1080 fits
Best parameters: {'max_depth': None, 'min_samples_leaf': 1, 'min_samples_split': 2, 'n_estimators': 150}
Best R2 score: 0.9827
```

Ilustración 31. Cálculo del R^2 para el modelo

(Fuente: Elaboración propia)

El R^2 que obtenemos es de 0.9827, lo que implica que el 98.27% de la variabilidad de los datos, como cambian, se puede explicar con el modelo que hemos desarrollado. El 1.73% de los datos se puede corresponden con errores de medición, parámetros no modelados o otros factores externos.

8.4.1 Entrenamiento del modelo

Respecto a los hiperparámetros, alguna de las conclusiones que se obtienen es que 150 árboles es la estimación que proporciona un buen equilibrio entre el tiempo de procesamiento y la precisión. Lógicamente mientras más árboles haya, más preciso será nuestro modelo, pero hay que buscar el equilibrio entre precisión y tiempo de procesamiento.

8.4.2 Feature importance

Una vez ajustado los parámetros se establece la importancia de las variables para el Random Forest para identificar las variables más significativas en la predicción, mediante la librería `feature_importances_feature_names`. Este paso es clave para comprender realmente el modelo que estamos trabajando y ver como afectaría, en el futuro, la variación de alguna de las variables.

Tabla 9. Escala de importancia de nuestras variables

(Fuente: Elaboración propia)

| Variable | Importancia |
|----------|-------------|
| Hour | 0.433250 |
| Day_week | 0.224429 |
| Month | 0.145456 |
| Day | 0.139958 |
| Season | 0.031583 |
| Year | 0.017854 |
| Quarter | 0.007470 |

Como se puede apreciar las variables que tienen más relevancia en el modelo son la hora y el día de la semana, como es lógico.

8.4.3 Validación del modelo

Es necesario validar el modelo para asegurarnos de que el modelo no sufra un sobreajuste, realizar posibles ajustes en los hiperparámetros o detectar algún problema en el dataset. Para validarlo hemos calculado los valores de:

- MAE: Diferencias absolutas entre los valores predichos y los valores reales

$$MAE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad .. (21)$$

Donde:

- y_i valores reales
 - \widehat{y}_i valores predichos
- MSE: Promedio de las diferencias al cuadrado de las predicciones con los valores originales

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n ((y_i - \widehat{y}_i))^2 \quad (22)$$

- R^2 : Es lo que mide como de bien está ajustado el modelo

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \widehat{y}_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (23)$$

Donde:

- \bar{y} : Promedio de los valores reales

Por lo tanto, se compara un modelo simple, que predice la media de los valores reales con nuestro modelo. Mientras que más se asemejen (es decir, que la división entre ambos modelos es 1) será un valor más exacto ya que implica que los datos predichos se igualan a los valores reales.

Tabla 10. Métricas estadísticas MAE, MSE, R² de nuestro modelo

(Fuente: Elaboración propia)

| Variable | MAE | MSE | R ² |
|----------|----------|------------|----------------|
| kW | 9.658493 | 224.271928 | 0.984457 |
| kVAr | 5.967511 | 73.753198 | 0.983003 |

Además, se desarrollará un gráfico de dispersión para comparar los valores reales frente a los predichos con el Random Forest, mostrando como se alinean los valores reales con los predichos. Mientras mayor dispersión de los valores haya, resultará en una mayor o menor exactitud del modelo.

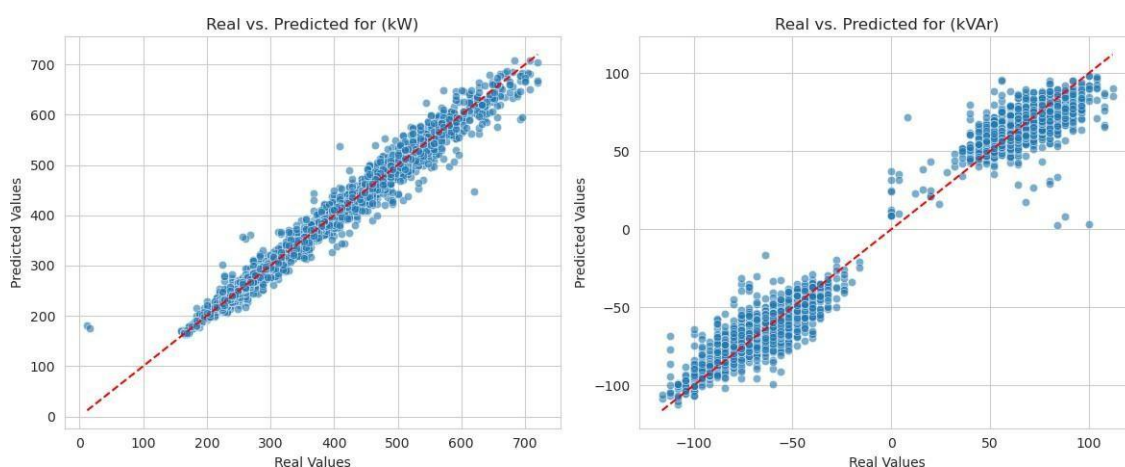


Ilustración 32. Gráfico de dispersión "Real vs Predicted" para P y Q

(Fuente: Elaboración propia)

Podemos ver, que la dispersión no es muy elevada en ambas variables respecto a los datos originales, por lo que podemos verificar que el modelo predecirá bien los datos de consumo futuro.

Una vez completado el modelo lo guardaremos en un .pkl para poder desarrollar una app de escritorio para que, pasándole unos datos de entrada, sea capaz de predecir los datos para esos inputs.

8.5 Electric Demand Predictor

Se va a desarrollar una aplicación ejecutable de escritorio para implementar nuestro modelo y que pueda ser capaz de predecir datos de consumo futuro. La aplicación se sustenta de nuestro Random Forest y de Tkinter en Python.

Si se consigue actualizar los datos de consumo en nuestro modelo de PL con los datos predichos en la aplicación se puede retroalimentar e ir ajustando constantemente, generando un algoritmo dinámico y que se sostiene en datos predichos con una confianza muy cercana al 1. Es realmente útil ya que si podemos llegar a predecir los valores de potencia activa podemos gestionar de manera más inteligente el vertido a la red de electricidad por parte de los coches, inyectando a la red cuando sea más alta la demanda y cargando cuando sea más baja.

En la interfaz de la app aparece para seleccionar en un calendario el día del mes y del año que se desee y a la hora exacta que se quiera predecir el consumo de potencia. Obviamente mientras mayor número de datos se obtenga, más certero será el modelo desarrollado.

En el modelo en cuestión, los datos son de septiembre a junio, por lo que el mes de julio emulara el comportamiento del mes de junio y de la misma manera, agosto emulara el comportamiento de septiembre.

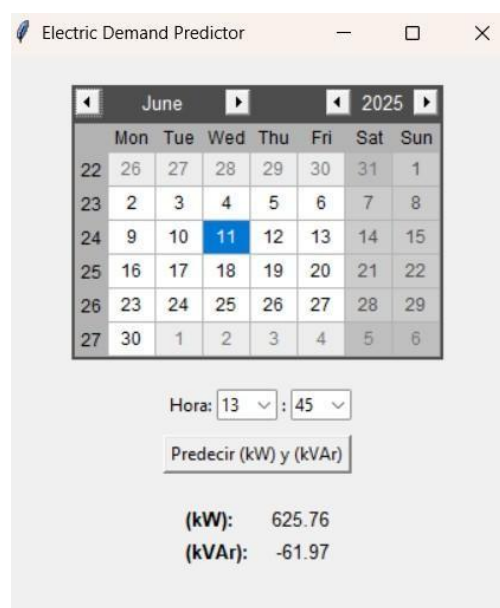


Ilustración 33. Interfaz app de escritorio
(Fuente: Elaboración propia)

Capítulo 9. IMPLANTACIÓN DEL PARKING INTELIGENTE

9.1 Viabilidad técnica y recursos necesarios

Vamos a analizar la viabilidad técnica y los recursos necesarios mediante un diagrama Gantt, donde analizaremos cada fase del proyecto, los recursos necesarios y el tiempo estimado que tardará cada parte del proceso.

El cargador V2G que elegiremos para nuestra instalación tendrá que permitir la carga y descarga y estar alineados con la normativa ISO 15118, norma de carácter internacional que especifica como han de comunicarse los vehículos eléctricos con las estaciones de recarga. De acuerdo con las especificaciones técnicas y a la tendencia del mercado nos decantaremos por montar **el Enphase IQ EV Charger 2**, este cargador se integra en el sistema informático de Enphase y puede funcionar como cargador autónomo de forma independiente.

Tiene enchufe trifásico y monofásico, lo que lo convierte en un cargador realmente versátil, aunque en la escuela solo nos interesa el trifásico, ya que es el tipo de corriente que tenemos. Al tener una toma de tipo 2, se conecta directamente al coche en corriente alterna, pero es el coche el encargado de convertir esa corriente alterna a corriente continua mediante el inversor interno, por lo que el precio del cargador se abarata al usar el interno del automóvil.



Ilustración 34. IQ EV Charger 2

(Fuente: Enphase)

Está alineado con la norma ISO 15118, ya que cuenta con un hardware para comunicación PLC sobre la línea de red, y está diseñado para poder soportar funciones que la norma habilita, pero la implementación de funciones como V2G dependerá de:

- Actualizaciones de firmware por parte de Enphase
- Compatibilidad de los vehículos
- Actualizaciones de las regulaciones a nivel local y nacional

Se planea un futuro optimista, donde la marca planea actualizar el firmware para finales 2025 principios 2026, además la compatibilidad con la norma ISO lo hace apto para la implementación, permitiendo instalar las actualizaciones previstas

El cargador posee otro tipo de características como:

- Potencia máxima de carga de 22 kW en trifásico y 7.4 kW en monofásico
- Conector de tipo 2 con cable extraíble
- Corriente nominal de salida de 32 Amperios.
- Dimensiones de 410x250x128 mm.
- Instalación interior y exterior (IP55/IK10). El prefijo IP hace referencia al nivel de protección frente a la entrada de sólidos, como puede ser el polvo, o líquidos, como agua. El 5 nos dice que es capaz de protegerse contra chorros directos de agua, habilitando su instalación en exteriores sin ningún tipo de problema. El IK es el prefijo que nos hace alusión a la resistencia mecánica o de impactos externos del producto, y el 10 es el nivel más alto, por lo que resulta ideal su instalación en parkings públicos o zonas comunitarias.
- Peso de 6 kg
- Temperatura de funcionamiento de -40 °C a 55 °C
- Comunicación inalámbrica Wi-Fi 2, 4/5 GHz, Bluetooth (BT/BLE 5.3), sistema RFID (a través de la Enphase App)/NFC
- Comunicación por cable: Ethernet, RS-485, CAN, USB
- Conformidad CE, MID, RoHS3.0, REACH
- Conformidad con OCPP (Open Charge Point Protocol), protocolo estándar abierto para la comunicación entre estaciones de carga y sistemas de gestión de carga, en concreto OCPP 2.0.1, y API (Application Programming Interface), permitiendo que otros sistemas se integren con las estaciones de carga, permitiendo el control

remoto personalizado, la automatización o la integración con plataformas de gestión energética, facturación o movilidad.

- Inclusión del Smart Metering, para medir y gestionar el consumo de electricidad de forma remota y en tiempo real.

9.1.2 Componentes de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos

(I.R.V.E)

La I.R.V.E está compuesta de elementos físicos y lógicos que hacen que la carga sea segura y eficiente, integrando desde componentes de hardware como de software.

1. Estación de carga: Punto físico donde el vehículo eléctrico se conecta para poder percibir energía y así cargarse, en nuestro sería el IQ EV Charger 2.
2. Sistema de Gestión y Control: El software que habilita la gestión, optimización y control de la carga, convirtiendo las variables del flujo del proceso como dinámicas optimizándolas en función del tiempo.
3. Infraestructura eléctrica: Tenemos, por un lado, la acometida eléctrica, que es la que suministra la energía desde la red hasta las estaciones de carga, comunicándola a los cuadros generales. Por otro lado, hay que mencionar los magnetotérmicos, interruptores y diferenciales, mandatorios en la instalación y, por último, el cableado y las canalizaciones, debiéndose dimensionar de manera correcta para la potencia requerida.
4. Sistemas de almacenamiento, usando los vehículos en este proyecto como sistemas de almacenamiento con sus baterías.
5. Usuarios y Sistemas de Autenticación, métodos par identificar y autorizar la carga, mediante tarjetas RFID o apps.

9.2 Localización del parking

La localización del parking serían dos localizaciones en el interior del parking subterráneo, con 3 cargadores y una en el parking exterior de la escuela, con dos cargadores. En total hay 8 cargadores, un número elevado de cargadores, pero teniendo en cuenta la cantidad de potencia que se consume en la instalación, me parece un valor de acuerdo y accesible a los requerimientos del contexto.

Las dos localizaciones del parking exterior serían:



Ilustración 35. Localización parkings

(Fuente: Google Maps)

Las localizaciones del parking serían las dos que se marcan en la imagen. La localización ha sido designada por tres motivos:

1. Accesibilidad a los cargadores, que los usuarios puedan acceder al parking sin problema, además de que sean visibles e identificables.
2. En el caso del parking subterráneo, se eligen localizaciones cercanas a las columnas y donde están ubicados los cargadores ya, pero ubicándolos cerca de la zona norte, ya que es la zona donde se encuentra la cafetería de la EII, ubicación donde a escasos metros se encuentra la acometida. Además, se buscaran columnas para que protejan a los cargadores de algún golpe accidental de un vehículo, la facilitación de la canalización de los cables y se ahorra el poner un anclaje o poste de sujeción para el cargador.
3. Ubicación tanto en el interior del parking como subterráneo como en el exterior, para que así sea accesible tanto a profesorado como estudiantes, ubicando 6 en el parking subterráneo y 2 en el exterior.



Ilustración 36. Ejemplo de ubicación parking subterráneo en la EII

(Fuente: Elaboración propia)

9.3 Instalación del parking

Una vez que tenemos asignados los recursos y planificada la instalación, se procedería a su instalación, en base a la modificación del Art. 17 de la Ley 19/2009 de la ley de propiedad horizontal, solo se necesitará comunicar a la Escuela previamente a la instalación.

Además, se deberá cumplir con lo establecido en el Reglamento electrotécnico para baja tensión en ITC. Para proceder con una correcta resulta imprescindible conocer el funcionamiento de la acometida eléctrica y donde está ubicada.

La acometida eléctrica de la escuela presenta 4 transformadores de 1250 kVA (T1 a T4) más un grupo electrógeno (GE) de 700 kVA. Dos transformadores (T1 y T2) están destinados a la climatización de la escuela y los otros dos transformadores (T3 Y T4) están destinados a la instalación general, ramal que es el que nos interesa para la instalación de los cargadores. Todos los transformadores están conectados a una línea de distribución principal a la que se conectan todos los transformadores y el generador, permitiendo que la energía de los transformadores sea capaz de alimentar la carga del

edificio, permitiendo que, si un transformador T(n) falla, se puede seguir transmitiendo energía por la misma línea de distribución.

Todos los transformadores tienen la posibilidad de bypass, que es una conexión adicional que permite saltar una sección de la instalación, reforzando la flexibilidad de la instalación, pudiendo lograr un mantenimiento del sistema sin cortar el suministro eléctrico haciendo que la electricidad pueda fluir por una ruta alternativa.

9.3.1. Conexión de los cargadores a la acometida eléctrica

La instalación eléctrica en la Escuela se basa en una configuración en estrella, partiendo de un cuadro general de distribución (CGD) hacia cuadros secundarios, uno por planta, que alimentan a cada zona funcional. Gracias a este tipo de topología se consigue obtener un control mas preciso, y lograr aislar un fallo sin que falle el sistema entero.

Nuestra infraestructura de recarga parte del cuadro general del sótano (suponiendo que tenemos espacio suficiente), instalándose un nuevo cuadro secundario exclusivo para los cargadores de vehículos eléctricos. Se instalará una línea principal trifásica de alimentación de 90 kW ya que es la potencia máxima que va a requerir la instalación, con una intensidad de corte en carga de:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V} = \frac{90.000}{\sqrt{3} * 400} = 130 A$$

Esta línea estará protegida por un interruptor automático tetrapolar de calibre 160 A y diferenciales tipo B.

La sección de seguridad de cada cable vendrá definida por tabla perteneciente al reglamento de baja tensión. Vamos a seleccionar cables multiconductores en tubo en montaje superficial o empotrado en obra (tipo B2), ya que son los más habituales para los cargadores eléctricos debido a que los cargadores se sitúan en zonas accesibles y con un requerimiento de protección contra impactos. Se podría elegir el tipo C ya que disipa mejor el calor y soporta mejor la corriente, pero se elige este tipo ya garantizamos protección mecánica al ir dentro del tubo, cumple con la normativa ITC-BT-52 y garantiza una seguridad en zonas públicas o con tránsito de personas.

Respecto al material y aislante, elegimos cobre y XLPE/EPR, ya que soporta mayores temperaturas y tiene mejor capacidad de carga que el PVC.

Con estas características, y viéndolo en la tabla podemos ver como la sección mínima del cableado es de 50 mm², soportando los 130 A calculados previamente.

| | | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | | |
|-------|-----|--|--------|--------|---------------|---------------|---------------|--------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----|
| A | | Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes | | | | | | | | | | | |
| A2 | | Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | | |
| B | | Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra | | | 3x PVC | 2x PVC | | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | |
| B2 | | Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra | | 3x PVC | 2x PVC | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | | | | |
| C | | Cables multiconductores directamente sobre la pared | | | | 3x PVC | 2x PVC | | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | | |
| E | | Cables multiconductores al aire libre (Distancia a la pared no inferior a 0.30m) | | | | | 3x PVC | | 2x XLPE o EPR | 3x XLPE o EPR | 2x XLPE o EPR | | |
| F | | Cables unipolares en contacto mutuo (Distancia a la pared no inferior a 0.30m) | | | | | | 3x PVC | | | 3x XLPE o EPR | | |
| G | | Cables unipolares separados (Distancia mínima 0.30m) | | | | | | | | 3x PVC | | 3x XLPE o EPR | |
| | | S _{mm²} | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Cobre | | 1.5 | 11 | 11.5 | 13 | 13.5 | 15 | 18 | - | 18 | 21 | 24 | - |
| | | 2.5 | 15 | 16 | 17.5 | 18.5 | 21 | 22 | - | 25 | 28 | 33 | - |
| | | 4 | 20 | 21 | 23 | 24 | 27 | 30 | - | 34 | 38 | 45 | - |
| | | 6 | 25 | 27 | 30 | 32 | 36 | 37 | - | 44 | 49 | 57 | - |
| | | 10 | 34 | 37 | 40 | 44 | 50 | 52 | - | 60 | 68 | 78 | - |
| | | 16 | 45 | 49 | 54 | 58 | 66 | 70 | - | 80 | 91 | 105 | - |
| | | 25 | 59 | 64 | 70 | 77 | 84 | 88 | 99 | 105 | 110 | 123 | 136 |
| | | 35 | 77 | 83 | 90 | 104 | 110 | 119 | 131 | 137 | 144 | 154 | 166 |
| | | 50 | 104 | 111 | 117 | 125 | 133 | 145 | 159 | 175 | 188 | 200 | 214 |
| | | 70 | 140 | 149 | 160 | 171 | 183 | 199 | 220 | 224 | 244 | 261 | 279 |
| | | 95 | 180 | 191 | 203 | 216 | 230 | 249 | 271 | 277 | 298 | 317 | 337 |
| | | 120 | 208 | 220 | 233 | 248 | 264 | 284 | 308 | 314 | 340 | 359 | 380 |
| | | 150 | 256 | 269 | 284 | 300 | 317 | 340 | 363 | 370 | 404 | 425 | 447 |
| | 185 | 298 | 312 | 328 | 346 | 364 | 390 | 415 | 424 | 464 | 487 | 511 | |
| | 240 | 375 | 390 | 408 | 428 | 448 | 476 | 504 | 515 | 556 | 581 | 607 | |
| | 300 | 464 | 480 | 500 | 520 | 540 | 570 | 600 | 612 | 656 | 683 | 711 | |

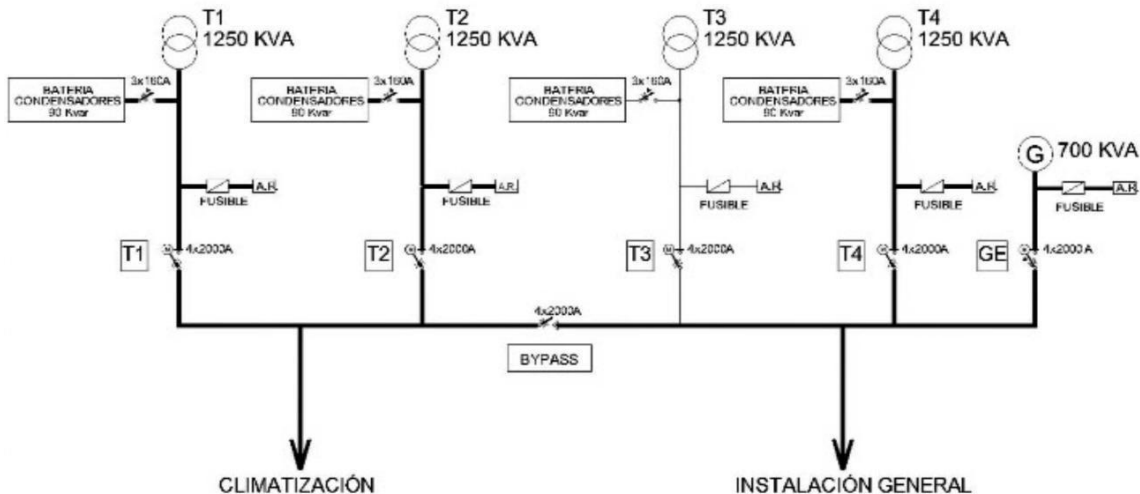
Ilustración 37. Tabla de secciones de cables (Reglamento de Baja Tensión)

(Fuente: Elaboración propia)

Una vez calculada la sección mínima de seguridad de la línea de alimentación trifásica con la potencia de 90kW, se conecta con el distribuidor trifásico, repartiendo las fases R1, R2, R3 y R4, usando un embarrado modular para facilitar así las derivaciones a los cargadores. Para cada cargador se empleará un cableado trifásico con conductores de sección nominal de 6 mm², de acuerdo con la intensidad máxima estimada para la potencia del cargador y cumpliendo con la normativa ITC-BT-52 y REBT. Para cada derivación a un cargador tendremos un magnetotérmico de 20 A, protegiéndonos de sobrecargas o cortocircuitos, integrando además diferenciales tipo B para protegernos respecto a fugas de corriente en la carga de vehículos.

El embarrado trifásico se comporta como punto de distribución, desde donde cada cargador cuenta con su línea individual con un cable de sección 6 mm, magnetotérmico y diferencial propio, garantizando así que no se produzca un fallo en la instalación general, y se quede localizado

ESQUEMA TRANSFORMADORES



La distribución de líneas por el edificio se realiza de forma radial

Ilustración 38. Esquemas transformadores de la Escuela de Ingeniería

(Fuente: Asignatura Complejos Industriales)

9.4 Funcionamiento del parking

El funcionamiento del parking es análogo con el funcionamiento de un parking original para coches eléctricos, pero con el uso de un cargador bidireccional. Los coches eléctricos habilitados para este tipo de carga deberán de notificarlo a la secretaría de la escuela, para que los registren en una base de datos.

En esta base de datos quedará reflejada información como vivienda o tipo de coche eléctrico, con su respectiva autonomía, para que, el software, como ampliación del proyecto original, calcule cuánto batería le es necesario al usuario para llegar a casa en plenas condiciones operativas.

Los usuarios que usen este servicio, siempre que esté disponible el parking podrán usarlo, con coches que acepten la carga bidireccional y el conector tipo 2, los dejarán ahí la jornada laboral o el tiempo que requieran y volverán al coche con mayor carga, que, transcurrida una hora.

Capítulo 10. ANÁLISIS ECONÓMICO

10.1 Análisis de costes

Para analizar los costes del proyecto he desarrollado un diagrama Gantt, mediante el cual he designado las tareas para llevar a cabo la instalación del parking y la asignación de recursos de esta para poder así calcular los costes totales.

Las tareas se han dividido en:

1. Estudio preliminar, donde se realiza una revisión de la acometida eléctrica de la EII y se evalúa la demanda y los puntos de carga.
2. Diseño del sistema, donde se dimensiona los cargadores, se calculan y se proyectan las canalizaciones y secciones del cableado eléctrico y se integra los sistemas de protección y monitorización con la instalación.
3. Tramitación y permisos, es el aspecto burocrático del proyecto, donde se tramitan todos los permisos necesarios, en base a la ley vigente, para proceder con el proyecto, contando, además, con la validación de la empresa distribuidora de electricidad, teniendo un impacto directo con la red de distribución de la escuela.
4. Ejecución de la instalación, se procede con la canalización y con el tendido de cables y conexión con la acometida. Se instalan además las protecciones y el cuadro eléctrico correspondiente y se montan los cargadores con los cables ya tendidos y conectados a la acometida y al cuadro.
5. Puesta en marcha y validación, una vez finalizada la instalación se procede con el entorno de pruebas, donde se prueba el correcto funcionamiento de la carga y descarga, y, una vez validado, se integra con la red y el sistema de gestión energética, empezando ya las pruebas piloto con diferentes coches.

Respecto a los recursos utilizados, como se especifica en el documento adjunto en anexos del Project Libre (y su correspondiente Gantt) hay dos tipos de recursos distintos. El primer tipo es el de trabajo, que hace alusión a los diferentes puestos de trabajo que intervienen en la instalación, como es el caso de un ingeniero industrial, el técnico electricista o la empresa subcontratada, que se recoge como única entidad, ya que a nivel presupuestario se cerraría un precio fijo por la realización de la instalación. Luego tendríamos los recursos tipo material, que son los diferentes utensilios, materiales o componentes eléctricos/electrónicos que hemos usado para llevar a cabo el proyecto.

El coste estimado por la instalación de los cargadores, habría que sumar el precio de material, siendo el más relevante el precio del cargador, estando su precio en torno a los 1400 euros, siendo el precio del cargador IQ EV Charger 2 de Enphase, cargador que se instalará en el proyecto, de 1305,49.

Si tenemos que instalar ocho, hace un total de 10443,92 euros, más el precio por la instalación, que es de más o menos 1500, solamente la instalación del cargador, por lo que en instalar los cargadores son 12000 euros.

Además, hay que sumarle el coste de material, en el que se encuentra el cableado, el nuevo cuadro general completo destinado a los cargadores, siendo este una derivación del cuadro general del sótano, la canalización, las protecciones y la mano de obra, sumando un total de 8000 euros.

El precio total está por encima de la media definido para este tipo de instalación, pero al pertenecer la mayoría de los cargadores en el parking subterráneo y canalizar desde el sótano al exterior sube el precio.

El coste es elevado, en torno a los 30.000 euros, pero podemos subvencionar parte del coste mediante el plan MOVES mencionado previamente.

Para solicitarlo en la instalación hay que realizarlo previamente a la instalación, con una factura desglosada, incluyendo equipos, instalación, canalización, obra civil etc...., es más, se exige un uso de la instalación de al menos 5 años, teniendo que comprometerse la universidad a ello. Esta solicitud se realiza a través de la plataforma de subvenciones de la Junta de Andalucía

Si se accede a la subvención nos pueden subvencionar hasta un 70% de la instalación, pudiéndonos atribuir una ayuda potencial de 20.000 euros, quedando solo una inversión de 10.000 euros, relajándose bastante el presupuesto inicial y haciéndolo bastante más accesible.

10.2 Análisis de beneficios

1. Estabilización de frecuencia

Gracias a la asignación óptima de cargadores e idear la estrategia de carga y descarga en base a la potencia demandada de la escuela podemos lograr a estabilizar la frecuencia de la propia red, pudiendo influir en la generación y el consumo eléctrico de acuerdo a los diferentes valores en los parámetros de la red para cada instante de tiempo.

2. Aplanamiento de la curva de demanda energética

En base al modelo de optimización lineal con la estrategia de carga-descarga desarrollada anteriormente podemos comparar ambas curvas de consumo, dando como resultado

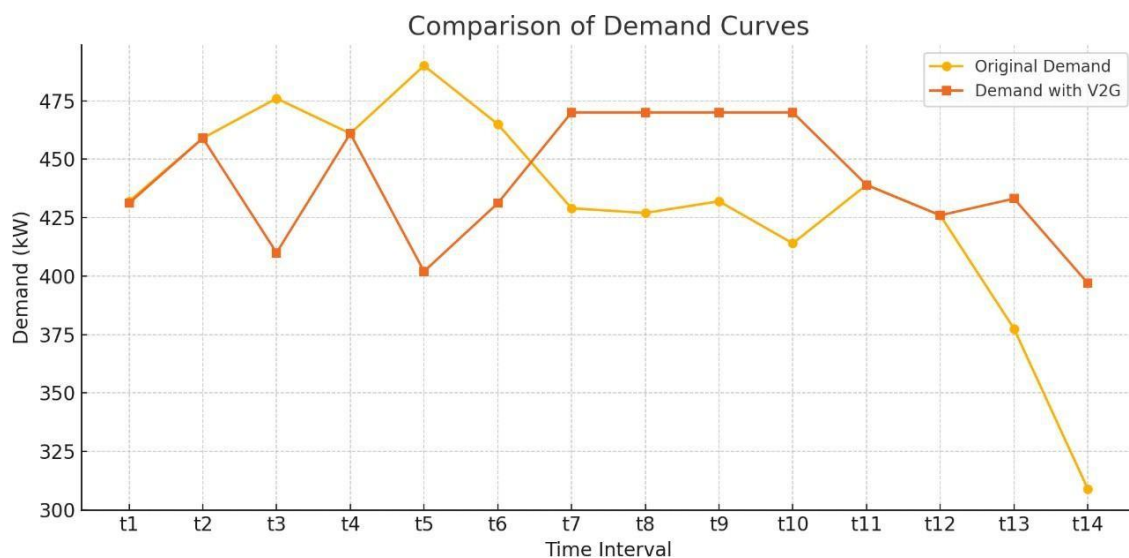


Ilustración 39. Gráfico comparativo curva demanda original y demanda neta

(Fuente: Elaboración propia)

Para calcular la demanda neta con V2G se ha desarrollado la siguiente ecuación:

$$demanda_{neta} = demanda(t) + \sum_i (x_{carga}(i, t) - x_{descarga}(i, t)) \quad \dots (24)$$

Donde:

- $demanda(t)$ es la demanda base de energía en el instante de tiempo t . La cantidad de energía que se consume sin considerar los vehículos eléctricos.
- $x_{carga}(i, t)$ es la potencia que se está cargando del vehículo i en el instante t , cuanta energía se está consumiendo por parte del vehículo eléctrico de la grid.
- $x_{descarga}(i, t)$ es la potencia que se está descargando del vehículo i en el instante t , cuanta energía se está inyectando del vehículo eléctrico a la grid.

El sumatorio representa como es el impacto neto de los vehículos sobre la red en el instante t , es el balance del flujo eléctrico en la red por parte de los vehículos eléctricos. Se puede apreciar cómo se consigue aplanar la curva de demanda. Este aplanamiento se podría reportar mayor si se sobre ajustan los parámetros característicos que se definen en el modelo, como limitando la potencia pico o poniendo límites inferiores o superiores.

Vamos a calcular la desviación estándar original y la estándar tras aplicar las V2G, dando como resultado, tras implementar el código en Python, y la librería numpy:

- Desviación estándar original \Rightarrow 43.5 kW
- Desviación estándar con V2G \Rightarrow 25.34 kW

La desviación original es mayor que la desviación con V2G, reduciéndose un total de un 41.74%, reflejándose así por tanto una demanda menos variable, traduciéndose en una curva más plana, dando optimización y estabilización a la red.

Otro aspecto a tener en cuenta es el rango, la diferencia entre el valor máximo y mínimo de la demanda.

- Rango original \Rightarrow 181 kW
- Rango con V2G \Rightarrow 108 kW

La reducción en rango es del 40.3%, lo que significa que el pico máximo y el mínimo están menos diferenciados, se han reducido los picos altos y valles de una forma realmente significativa, reduciéndose casi un cuarto.

3. Reporte económico por energía inyectada a la red en régimen de autoconsumo

El reporte económico obtenido tras la implementación en el software algebraico GAMS con la demanda de potencia del día 5 de Noviembre, de 8:00 a 21:00, por poner un ejemplo, es de -5.687 euros por día.

Este valor se ha obtenido minimizando la función objetivo, ecuación 8, para que cargar implique un gasto y descargar implique un beneficio. Esto es así ya que cargar energía, al aumentar el valor de x_{carga} , multiplicándose por el precio y , lo más relevante, sumando en la función, aumenta el coste total. Al minimizar la expresión de la función objetivo, buscamos reducir el coste total, evitando cargar y fomentando la descarga cuando el precio sea alto. Podríamos maximizar la expresión, pero para ello la carga debe de estar negativa y la descarga sea positiva.

El valor dependerá de dos factores determinantes, la demanda de la Escuela para ese día, pudiéndose predecir con la aplicación de escritorio implementada anteriormente, y el precio de carga y descarga, el cual habrá que esperar que determine el algoritmo Euphemia o mediante acuerdos con la distribuidora y la casación de ofertas y demandas.

4. Certificado de ahorro energético

El certificado de ahorro energético es un documento electrónico que garantiza que, tras llevar a cabo una actuación de eficiencia energética, se ha podido implementar un nuevo modo de ahorro en base a la energía original final, equivalente a 1 kWh, de modo que si conseguimos ahorrar 100kWh, podemos obtener 100 CAE. Este formato de negocio permite monetizar los ahorros de energía, recuperando parte de la inversión inicial para lograr esa eficiencia, ya que el usuario que tiene la iniciativa, si se argumenta y se comprueba correctamente, es capaz de recibir una prestación económica si vende los ahorros generados.

En nuestro caso en específico, podemos calcular la energía total cargada y descargada, sumando las aportaciones por cada ciclo en cada uno de los casos.

Tabla 11. Tabla de horas totales cargadas.

(Fuente: Elaboración propia)

| Vehículo | t3 | t6 | t.7 | t8 | t9 | t10 | t13 | t14 | Total (kWh) |
|------------|----|----|-----|--------|----|-------|-------|-----|----------------|
| Vehículo_1 | - | 11 | - | - | - | 4.44 | 11 | 11 | 37.44 |
| Vehículo_2 | - | - | - | 11 | 11 | 11 | 4.913 | 11 | 48.913 |
| Vehículo_3 | - | - | 8 | 10.713 | 11 | - | 11 | 11 | 51.713 |
| Vehículo_4 | - | - | 11 | - | - | 11 | 11 | 11 | 44 |
| Vehículo_5 | - | - | 11 | 10.287 | 5 | 11 | - | 11 | 48.287 |
| Vehículo_6 | - | 11 | - | 11 | - | 4.440 | - | 11 | 37.44 |
| Vehículo_7 | - | - | 11 | - | 11 | 11 | 6.728 | 11 | 50.728 |
| Vehículo_8 | 11 | - | - | - | - | 3.121 | 3.121 | 11 | 28.242 |

Por lo tanto, como se puede comprobar el total cargado es 346,763 kWh

Tabla 12. Tabla de horas totales descargadas.

(Fuente: Elaboración propia)

| Vehículo | t1 | t3 | t5 | t6 | Total (kWh) |
|------------|-------|----|----|-------|-------------|
| Vehículo_1 | - | 11 | 11 | - | 22 |
| Vehículo_2 | - | 11 | 11 | 9.5 | 31.5 |
| Vehículo_3 | 0.819 | 11 | 11 | 11 | 33.819 |
| Vehículo_4 | - | 11 | 11 | 5.432 | 27.432 |

| | | | | | |
|------------|-------|----|----|-------|--------|
| Vehículo_5 | - | 11 | 11 | 8.981 | 30.981 |
| Vehículo_6 | - | 11 | 11 | - | 22 |
| Vehículo_7 | 0.003 | 11 | 11 | 11 | 33.003 |
| Vehículo_8 | - | - | 11 | 9.908 | 20.908 |

El total descargado por tanto es 221,643 kWh.

Sin las V2G, la grid habría suministrado esos 346,763 kWh de carga directamente, sin poder llegar a recibir ningún retorno por ello, pero, con V2G, los vehículos devuelven, de sus propias baterías de carga, esos 221.643 kWh, llegando a allanar esos momentos pico de la curva. Esta energía se puede llegar a computarse como ahorro energético en base al sistema de Certificados de Ahorro Energético. Este ahorro debería aprobarlo un ingeniero, pero el propio modelo de optimización, al dar como valor objetivo de la programación lineal, un valor negativo, significa que se está reportando un beneficio incluyendo una mejora en el sistema de carga eléctrico actual de la escuela, introduciéndola como medida singular. El ahorro energético viene definido por los picos de potencia, que en este caso son los picos t5 y t6, que es cuando más energía se inyecta a la red, siendo el ahorro atribuible a 121.82 kW, siendo la diferencia de la demanda original con la demanda neta en esos picos.

De acuerdo con el rango de precios, actualizado a día 30 de abril de 2025, el rango se sitúa entre los 115 €/MWh y los 140 €/MWh. Si 121.82 kWh son 0.12182 MWh, y suponiendo un precio medio entre ese rango, como, por ejemplo, 130 €/MWh, el valor estimado de los CAE es de

$$0,12182 \text{ MWh} \times 130 \text{ €/MWh} = 15.8366 \text{ €}$$

Si realizamos la proyección anual, en base a la misma demanda que el día de 5 de Noviembre, que no va a ser la misma para todo el año, partiendo como base de cálculo los días hábiles, estimando un total de 250 días, la proyección da como resultado:

$$0,12182 \text{ MWh/día} \times 250 \text{ días} = 32.05 \text{ MWh/año}$$

$$\text{Consiguiendo un ingreso de } 32.05 \text{ MWh} \times 130 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 4166.5 \text{ €}$$

Por lo tanto, el ingreso anual podría llegar ascender hasta 7.203,3975€, siendo una cifra considerable y contribuyendo así además a reducir la producción energética, velando por una instalación eficiente y estable. Esta cifra es irreal ya que se coge como los valores de demanda y demanda neta los del 5 de Noviembre y se extrapolan a 250, pero es un valor que refleja el reporte económico que se podría llegar a obtener.

Esto hace que consigamos retornar la inversión en un periodo de

$$ROI = \left(\frac{\text{Beneficio neto}}{\text{Inversión}} \right) * 100 \Rightarrow \left(\frac{4166.5}{10.000} \right) * 100$$

Siendo mi ROI (Return Of Investment) anual del 41.665%, recuperando un 41.665% de mi inversión cada año, habiendo retornado la inversión en base al payback period en 2 años y medio, más o menos 30 meses.

10.3 Impacto ético, social y medioambiental

La implementación de un sistema inteligente de carga y descarga en base con las V2G en la escuela tiene un impacto más allá del técnico o el económico. Estos impactos más allá de estos dos se podrían resumir en tres aspectos principales, impacto ético, social y medioambiental.

- Impacto ético

El proyecto se adentra en el aspecto ético, ya garantiza una transparencia en el uso de los coches eléctricos, donde la cesión de su energía está previamente acordada y consentida por cada usuario. Se presenta una equidad de acceso al sistema de carga, garantizando una igualdad para usarlo con parkings tanto en el parking subterráneo como en el exterior, se garantiza una autonomía suficiente del vehículo para volver a su lugar de origen, obteniendo una mayor carga al final del período en comparación con la energía inicial con la que acceden al servicio.

Por último, se garantiza una protección de datos, por parte de la universidad, de los usuarios que accedan a los cargadores bidireccionales.

- Impacto social

Se apuesta por una concienciación y formación específica en tecnología V2G, tecnología que cada vez cobrará más importancia, tal y como se presenta tendencia futura. La Universidad de Málaga se presenta como referente en innovación energética, reforzando su compromiso con los ODS, con una accesibilidad a una infraestructura muy alineada con la tecnología futura en el sector eléctrico, fomentando así el uso de movilidad electrificada, tanto para profesores como para estudiantes.

- Impacto medioambiental

El proyecto presenta una medida muy acertada hacia la descarbonización del campus universitario, reduciendo la demanda pico de la red eléctrica, generando así independencia de fuentes de energía contaminante durante las horas pico. Fomenta la movilidad eléctrica, como se menciona anteriormente, disminuyendo así los gases provocados por efecto invernadero asociado a la movilidad tradicional, además, se aprovecha la energía ya generada previamente, generándose así una economía circular de la electricidad.

Capítulo 11. LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN Y DEL TRABAJO

Vamos a estudiar líneas futuras de la propia instalación, y que clase beneficios se podrían llegar a reportar.

1. Uso de los cargadores para dar estabilidad cuando se encuentren desequilibradas las cargas monofásicas.

En un sistema trifásico, las cargas monofásicas son aquellas que se conectan a una sola fase y un neutro de las tres fases disponibles. Este tipo de cargas son comunes en entornos donde la propia potencia de la carga no requiere del uso de las tres fases, sino de una sola y el neutro, siendo por ejemplo el caso la iluminación o ciertos dispositivos electrónicos. Este desequilibrio suele producirse cuando una carga consume potencia de manera asimétrica respecto a las otras, lo que acaba traducándose en la aparición de corrientes desequilibradas.

Lo que se propone es, debido a las limitaciones para controlar directamente el desequilibrio de la carga en tiempo real, se puede llegar a compensar este desequilibrio llegando a introducir corrientes trifásicas mediante el sistema de almacenamiento del coche y las V2G. La batería del coche eléctrico, al estar conectada a la red mediante el cargador, es capaz de inyectar red alterna gracias al inversor, pasando de DC a AC trifásica. Mediante el uso de los cargadores para equilibrar las cargas podemos conseguir:

- Mejorar la eficiencia energética: Evitamos los desperdicios energéticos causados por el desfase, además de reducir las pérdidas debido a posibles sobrecalentamientos o pérdidas en los transformadores.
- Ganancia de estabilidad en el sistema eléctrico
- Mayor durabilidad en el ciclo de vida útil de los dispositivos eléctricos, reduciéndoles estrés, logrando un reparto equitativo de intensidad de corriente.

2. Máquinas monofásicas de clima

Una línea futura de desarrollo del trabajo podría consistir en la integración de la gestión energética de las máquinas monofásicas de climatización dentro de un sistema equilibrado de fases, usando los vehículos como reguladores de calidad de red. Los sistemas de climatización, como las bombas de calor monofásicas, suelen conectarse de manera fija a una única fase, pudiendo contribuir a un desequilibrio del sistema trifásico en picos de alta demanda térmica, como en verano o invierno. Lo que se propone es:

- Asignar inteligentemente las fases a los equipos monofásicos de climatización

De forma que los cargadores podrían inyectar o absorber corriente selectivamente en una fase, de forma que, si la fase 1 está muy cargada porque tiene asociada la carga de varios sistemas de climatización funcionando, y la fase 2 y 3 se encuentran menos cargadas, el sistema V2G deja de cargar, incluso puede llegar a descargar un poco para reducir la carga, la fase 2 puede aumentar la carga, absorbiendo energía y la fase 3 compensándola como sea necesario.

Para que esto funcione se necesitan cargadores capaces de conmutar entre fases, sincrofasores y un sistema de control que sea capaz de identificar el desequilibrio y poder automatizar el proceso de selección de fase.

3. Cargadores conmutables de trifásico a monofásico

Como línea futura se plantea la implementación de cargadores tri-monofásicos, capaces de seleccionar dinámicamente la fase de conexión en base al estado dinámico de la red. Se conmutará a trifásico cuando queramos:

- Potencia alta de carga, 11 kW
- Las tres fases se encuentran equilibradas
- Se encuentran varios cargadores activos y es posible repartir la potencia de carga de forma simétrica

Se conmutará a monofásico cuando:

- Se detecta desequilibrio entre fases

- Se necesita compensar cargas monofásicas para evitar penalizaciones o caídas de tensión

Se podría automatizar teniendo en cuenta que si hay mucha carga por línea se debe de evitar cargar esa fase en monofásico y optar por cargar las otras dos fases y, en el caso de que se encuentre el sistema de cargas en equilibrio, priorizar el sistema trifásico.

11.1 Proyectos en activo V2G

Actualmente hay varios proyectos en activo, a nivel global, usando las tecnologías V2G, pero se van a destacar tres proyectos diferentes:

1. De la mano de acciona energía, se establece la primera red de recarga bidireccional a nivel nacional.

La ubicación del proyecto fue en las Islas Baleares, instalándose un total de 16 cargadores, y se caracteriza por un ecosistema 100% renovable. El proyecto cuenta, además, con una serie de entidades como Droperba o Asociación Estel Llevant, en la primera, uniéndose dos más en la segunda, permitiendo así ampliar la red V2G a las islas de Menorca e Ibiza.

Este proyecto se menciona en el trabajo debido a la importancia que tuvo, al ser pioneros en el uso de esta tecnología, siendo el principio del proyecto a finales de 2022, y, siendo la pionera a nivel nacional.

2. Lanzamiento de 30 proyectos a nivel asiático

Proyectos impulsados por la NDRC (National Development and Reform Commission), la agencia central en el cambio de planificación económica, y colaborando con empresas energéticas estatales. El objetivo del proyecto es almacenar en horas valle y devolver la electricidad en horas pico, el funcionamiento de las V2G.

El alcance con implementación inmediata es a un total de 9 ciudades, entre ellas Beijing o Shanghai, y la realización de 30 proyectos piloto en provincias como Jiangsu o Hainan, instalándose más de 700 cargadores V2G solo en Shenzhen, teniendo un objetivo de superar los 100.000 vehículos activos usando V2G para el 2026.

3. Stellantis V2G Hub

Se ha introducido el proyecto de cambiar un centro logístico y de producción en una planta energética bidireccional, aprovechando su flota de coches eléctricos. El proyecto se inició en 2020 y se encuentra en expansión desde 2022, con el objetivo de funcionar como un recurso energético flexible y estabilizador de frecuencia.

La instalación posee la capacidad de gestionar hasta 25 MW, con unos 700 cargadores activos previstos, encontrándose la flota compuesta principalmente por Fiat 500e, la gama electrificada del Fiat 500.

CONCLUSIONES GENERALES

Las tendencias futuras reflejan un avance realmente notable en el sector energético, siendo de las épocas históricas donde más avances y cambios tecnológicos y legislativos ha habido. La irrupción de la movilidad electrificada sumado al calentamiento global hace que este proyecto cobre cada vez más importancia, donde, aunque se presente como una prueba piloto, mientras mejores condiciones haya para el desarrollo de este, como el aumento de la flota de coches electrificada o unas restricciones cada vez más estrictas en la legislación ambiental, se logrará obtener mejores beneficios, otorgándole una mayor rentabilidad. La introducción de la IA en este sector no puede pasar por alto, mediante modelos de aprendizaje y la simulación de modelos de comportamiento, logrando una red cada vez más inteligente y automatizada ante cambios de oferta y/o demanda, priorizando la optimización de recursos.

En este contexto, el trabajo analiza la viabilidad de implementar un aparcamiento inteligente para vehículos eléctricos equipado con tecnología V2G, mediante un modelo de aprendizaje para predecir los valores de consumo y una estrategia de optimización de carga y descarga. Aunque el enfoque principal es el sistema V2G, la misma topología sería compatible con una configuración V2H, lo que amplía las posibilidades de aplicación. El objetivo es generar un beneficio neto para la Escuela de Ingeniería, resultado de una estrategia de optimización energética, del uso del sistema de Compensación de Aportación Energética (CAE), así como de los impactos sociales y medioambientales positivos inherentes al proyecto.

Se ha demostrado que es viable, tanto económicamente como técnicamente la implantación del sistema en un entorno como el de la escuela, posicionándola como pionera en utilizar de forma inteligente la gestión de electricidad de forma bidireccional. Este proyecto se podría derivar a cualquier emplazamiento, tanto público como privado, operando de la misma forma, pero, adaptando los parámetros a las circunstancias, pudiendo generar con esta tecnología comunidades de autoconsumo energético, implantando una microgrid en una urbanización y generar autoconsumo mediante renovables, como placas solares, o las baterías de sus automóviles, como explora el trabajo. Las comunidades de autoconsumo se posicionan como una solución clave para lograr un modelo descentralizado, sostenible y rentable, donde los usuarios consumen la energía generada por ellos mismos. La introducción al mercado de las tecnologías que se

mencionan en el trabajo cobra especial relevancia en este tipo de comunidades, permitiendo que los vehículos sean capaces de verter energía a la red y retornar un beneficio económico.

Otro aspecto fundamental del trabajo es la estabilización de la frecuencia y el Peak Shaving, objetivos clave para garantizar la eficiencia y fiabilidad en el sistema eléctrico de la escuela. Gracias al equilibrio generado entre la oferta y la demanda, facilitado por la inyección de energía de los automóviles, se logra una continuidad en el sistema eléctrico, logrando alejarse de las fluctuaciones críticas de energía, estabilizando así la frecuencia de la red, y consiguiendo mantener un valor bastante estable, factor crítico debido al margen tan reducido de operabilidad de la frecuencia en el sistema eléctrico peninsular, haciendo que, si hay una variación de 0.5 Hz en el sistema, pueda llegar a producirse un cortocircuito o un apagón, como paso hace unos meses en España.

En resumen, el trabajo presenta una solución ventajosa en ambos lados de la ecuación, tanto como para el que usará el servicio, el consumidor, o en este caso prosumidor, como para el que ofrece el servicio, la escuela de ingeniería., automatizando la carga y descarga y pudiendo prever valores de oferta y demanda para anticiparnos al comportamiento del mercado.

Bibliografía

C. -W. Lin, H. -J. Chiu, M. -S. Tzeng, J. -W. Yeh and C. -H. Huang, "Novel Bidirectional On-Board Charger for G2V and V2X Applications on Wide-Range Batteries," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 12, no. 2, pp. 2292-2305, April 2024, doi: 10.1109/JESTPE.2024.3367874.

<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=10440309>

Concepción Casaucao Tenllado (2024). Simultaneous Wireless power and data transfer system for V2G inductive power chargers. Tesis doctoral, Universidad de Málaga.

<https://riuma.uma.es/xmlui/handle/10630/32196>

Pando Acedo, Jaime(2021). Convertidor Electrónico embarcado con control bi-modal del almacenamiento de energía con implementación de estrategias V2G (Vehicle to Grid) y del motor del vehículo eléctrico sin sensor. Tesis doctoral. Universidad de Extremadura.

<https://dialnet.unirioja.es/servlet/tesis?codigo=303000>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. *El pacto verde europeo* [PDF]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España. Recuperado de

[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/red-de-autoridades-ambientales-raa/00-](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/red-de-autoridades-ambientales-raa/00-migraci%C3%B3n/01_pactoverdeeuropo_jmramosflorido_tcm30-545064.pdf)

[migraci%C3%B3n/01_pactoverdeeuropo_jmramosflorido_tcm30-545064.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/servicios/red-de-autoridades-ambientales-raa/00-migraci%C3%B3n/01_pactoverdeeuropo_jmramosflorido_tcm30-545064.pdf)

Kamran, M. (2023). *Fundamentals of smart grid systems*. Elsevier.

Al-Turjman, F., & Deebak, B. D. (Eds.). (2022). *Sustainable networks in smart grid*. Academic Press.

Faria, P., & Vale, Z. (Eds.). (2023). *Demand response in smart grids*. MDPI - Multidisciplinary Digital Publishing Institute.

Pavón, W., & Gualotuña, S. (2024). Estrategia de control robusto descentralizado para una micro-red aislada con generación distribuida acoplada para mejorar la estabilidad de voltaje. *Revista Técnica "energía"*, 20(2), PP. 58–71.

<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.604>

R. Ramapuram Matavalam, A. Singhal and V. Ajjarapu, "Monitoring Long Term Voltage Instability Due to Distribution and Transmission Interaction Using Unbalanced μ PMU and PMU Measurements," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, no. 1, pp. 873-883, Jan. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2917676.

Real Decreto 244/2019

[Disposición 5089 del BOE núm. 83 de 2019](#)

COLMENAR SANTOS, A. e. a. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. UNED.

García Garrido, S., Fraile Chico, D.(2018). *Cogeneración: diseño, operación y mantenimiento de plantas de cogeneración*. Díaz de Santos. <https://www.ebooks7-24.com/?il=6481>

Ruiz Conde, J. (2011). *Guía práctica para la interpretación y aplicación de las tarifas eléctricas*. Ediciones Díaz de Santos. <https://www.ebooks7-24.com/?il=4926>

Hernández Martín, J. L. (2014). *Electricidad: fundamentos y problemas de electrostática, corriente continua, electromagnetismo y corriente alterna*: (ed.). RA-MA Editorial. <https://elibro.net/es/lc/uma/titulos/106425>

Montoya, O. D. Garcés Ruiz, A. & Gil González, W. J. (2020). *Compensación de potencia reactiva en sistemas de distribución: un enfoque formal basado en optimización matemática*: (1 ed.). Universidad Tecnológica de Bolívar. <https://elibro.net/es/lc/uma/titulos/229807>

Ruiz Conde, J. (2011). *Guía práctica para la interpretación y aplicación de las tarifas eléctricas*. Ediciones Díaz de Santos. <https://www.ebooks7-24.com/?il=4926>

Lin, J. (2014). *Gestión de la demanda eléctrica para clientes residenciales*. ResearchGate.

<https://www.researchgate.net/publication/269272550> [Gestion de la demanda electrica para clientes residenciales](#)

López, G. (2021, agosto 23). *Euphemia, el algoritmo que establece el precio de la luz (electricidad)*. Diarium.usal.es. <https://diarium.usal.es/guillermo/2021/08/euphemia-el->

[algoritmo-que-establece-el-precio-de-la-luz-electricidad/Naukas](#)

Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE). (s. f.). *Sobre nosotros*.

<https://www.omie.es/es/sobre-nosotros>

Selectra. (s. f.). *Comparativa de compañías de energía*.

<https://selectra.es/energia/companias/comparativaselectra+1selectra+1>

Universidad Pontificia Comillas. (s. f.). *Cómo citar documentos del repositorio*.

<https://www.comillas.edu/biblioteca/guias-formacion/como-citar-documentos-repositorio/COMILLAS+1COMILLAS+1>

OMIE. (s. f.). *Funcionamiento del mercado diario*.

https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

Nord Pool. (2024). *Single Price Coupling Algorithm – Euphemia Public Description*.

<https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>

Universitat de Lleida. (s. f.). *Repositori Obert UdL*. <https://repositori.udl.cat/Repositori>

[Obert UdL+1udl-cat.libcal.com+1](https://repositori.udl.cat/Repositori)

López García, G. (2018). *Memoria de TFG*. Universidad de Málaga.

<https://riuma.uma.es/xmlui/bitstream/handle/10630/17060/GuillermolopezgarciaMemoria.pdf>

IBM. (s. f.). *Planificación de la demanda*. <https://www.ibm.com/es-es/topics/demand-planning>

Dewesoft. (s. f.). *Estabilización de frecuencia*.

<https://dewesoft.com/es/blog/estabilizacion-de-frecuencia>

MIDA Power. (s. f.). *¿Cuáles son los usos de la carga bidireccional?*.

<https://www.midapower.com/es/news/what-are-the-uses-of-bidirectional-charging/midapower.com>

Plena Energía. (s. f.). *Mercado mayorista: ¿Qué es y cómo se fijan los precios?*.

<https://www.plena-energia.com/post/mercado-mayorista-pool>

Grupo OMI. (s. f.). *Inicio*. <https://www.grupoomi.eu/es>

CENACE. (s. f.). *Revista Energía*.

<https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/384/475>

López, M. I. (2021). *TFG en Economía*. Universitat de Barcelona.

https://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/189065/1/TFG_ECO_Lopez-MariaIsabel.pdf

Boletín Oficial del Estado. (2013). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>

Momoh, J. (2012). *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*. Wiley-IEEE Press.

Pando Acedo, A. (2021). *Tesis doctoral*. Universidad de Extremadura.

<https://dehesa.unex.es:8443/handle/10662/12192>

Coches.net. (s. f.). *Los coches eléctricos más vendidos*.

<https://www.coches.net/noticias/los-coches-electricos-mas-vendidos>

DYAI Ingeniería. (s. f.). *Triángulo de potencias*. <https://dyai.es/triangulo-de-potencias/>

CORDIS. (s. f.). *Predicting fluctuations in renewable energy generation*.

<https://cordis.europa.eu/article/id/436645-predicting-fluctuations-in-renewable-energy-generation/es>

Bordons, C., García-Torres, F., & Ridao, M. A. (s. f.). *Control predictivo en microrredes interconectadas y con vehículos eléctricos*. Universitat Politècnica de València.

[https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/147666/Bordons%3bGarcia-Torres%3bRidao%20-%20Control%20predictivo%20en%20microrredes%20interconectadas%20y%20con%20veh%3adculos%20e ... pdf](https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/147666/Bordons%3bGarcia-Torres%3bRidao%20-%20Control%20predictivo%20en%20microrredes%20interconectadas%20y%20con%20veh%3adculos%20e...pdf)

Zigor. (s. f.). *Electrónica de potencia: Tecnología de energía*.

<https://zigor.com/innovacion/electronica-de-potencia-tecnologia-de-energia/>

Cargacar. (s. f.). *¿Cuántos coches eléctricos hay en España?*.

<https://cargacar.com/noticias/cuantos-coches-electricos-hay-en-espana>

González, J. (s. f.). *Sistema de gestión de recursos energéticos en edificios inteligentes mediante control adaptativo*. Universitat

OMIE. (s. f.). *Funcionamiento del mercado diario*.

https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercado_diario.pdf

Nord Pool. (2024). *Single Price Coupling Algorithm – Euphemia Public Description*.

<https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>

Plena Energía. (s. f.). *Mercado mayorista: ¿Qué es y cómo se fijan los precios?*.

<https://www.plena-energia.com/post/mercado-mayorista-pool>

MIDA Power. (s. f.). *¿Cuáles son los usos de la carga bidireccional?*.

<https://www.midapower.com/es/news/what-are-the-uses-of-bidirectional-charging/>

Dewesoft. (s. f.). *Estabilización de frecuencia*.

<https://dewesoft.com/es/blog/estabilizacion-de-frecuencia>

Cargacar. (s. f.). *¿Cuántos coches eléctricos hay en España?*.

<https://cargacar.com/noticias/cuantos-coches-electricos-hay-en-espana>

Wallbox. (s. f.). *Quasar 2 – Cargador EV bidireccional*.

https://wallbox.com/es_es/quasar-2-cargador-ev-bidireccional

Acciona Energía. (2025, marzo 31). *Acciona Energía instala los primeros cargadores V2G en la flota de IKEA España*.

<https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/acciona-energia-primeros-cargadores-v2g-flota-ikea-espana>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE)*.

<https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/cae.html>

Enphase Energy. (s.f.). *IQ EV Charger 2 (con enchufe, trifásico/monofásico)*. Enphase. Recuperado el 20 de mayo de 2025, de <https://enphase.com/es-es/store/ev-chargers/iq-ev-charger-2-socketed-three-phase>

IBM. (s.f.). *¿Qué es la infraestructura de medición avanzada?*. IBM. Recuperado el 21 de mayo de 2025, de <https://www.ibm.com/es-es/topics/advanced-metering-infrastructure>

WTS Energy. (s.f.). *Infraestructura de medición avanzada (AMI)*. WTS Energy. Recuperado el 21 de mayo de 2025, de <https://www.wtsenergy.com/es/glossary/infraestructura-de-medicion-avanzada-ami/>

Vector Energy. (2023, 21 de diciembre). *¿Qué es un BESS?*. Vector Energy. Recuperado el 21 de mayo de 2025, de <https://vectorenergy.com/articulo-tecnico-que-es-un-bess/>

Bluence. (s.f.). *What is BESS? Understanding battery energy storage systems*. Bluence. Recuperado el 21 de mayo de 2025, de <https://www.bluence.com/es/post/what-is-bess-understanding-battery-energy-storage-systems>

Vertiv. (s.f.). *What is a battery energy storage system (BESS)?*. Vertiv. Recuperado el 21 de mayo de 2025, de <https://www.vertiv.com/en-emea/about/news-and-insights/articles/educational-articles/what-is-a-battery-energy-storage-system-bess/>

Red Eléctrica de España. (s.f.). *Demanda eléctrica en tiempo real - Península*. <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaau/total> (Consultado el 21 de mayo de 2025)

Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC). (2024, enero 24). *La producción de vehículos se reduce un 3% en 2024 con un total de 2.376.504 vehículos*. <https://anfac.com/la-produccion-de-vehiculos-se-reduce-un-3-en-2024-con-un-total-de-2-376-504-vehiculo>

Wallbox. (s.f.). *Quasar 2: Cargador bidireccional para vehículos eléctricos*. https://wallbox.com/es_es/quasar-2-cargador-ev-bidireccional

Selda. (s.f.). *Medidores inteligentes*. <https://www.selda1.com/productos/medidores-inteligentes>

CCIONA Energía. (2025, marzo 19). *ACCIONA Energía instala los primeros cargadores V2G para la flota de IKEA en España*.

<https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/acciona-energia-primeros-cargadores-v2g-flota-ikea-espana>

Stellantis. (2020, septiembre 14). *Inaugurado en Mirafiori el proyecto piloto Vehicle-to-Grid*. <https://www.media.stellantis.com/es-es/fca-archive/press/inaugurado-en-mirafiori-el-proyecto-piloto-vehicle-to-grid>



ANEXO I: PROGRAMA GAMS

* --- CONJUNTOS ---

Sets

```
i 'Vehículos Eléctricos' / Vehiculo_1*Vehiculo_8 /
t 'Intervalos de Tiempo' / t1*t14 /
l 'Localizaciones de Carga' / loc1*loc3 /;
```

* --- PARÁMETROS ---

Parameters

```
P_pico / 490 /
E_battery_max(i) / Vehiculo_1*Vehiculo_8 80 /
E_battery_min_abs(i) / Vehiculo_1*Vehiculo_8 30 /
E_initial(i) /
    Vehiculo_1 55, Vehiculo_2 65, Vehiculo_3 70, Vehiculo_4 65,
    Vehiculo_5 70, Vehiculo_6 60, Vehiculo_7 68, Vehiculo_8 63 /
P_carga_max / 11 /
P_descarga_max / 11 /
eta_carga / 0.92 /
eta_descarga / 0.90 /
precio_carga(t) /
    t1 0.1856, t2 0.1083, t3 0.1296, t4 0.1281, t5 0.1279,
    t6 0.1246, t7 0.0517, t8 0.0520, t9 0.0526, t10 0.0535,
    t11 0.1271, t12 0.1719, t13 0.0945, t14 0.1050 /
precio_descarga(t) /
    t1 0.16, t2 0.1, t3 0.17, t4 0.11, t5 0.22,
    t6 0.16, t7 0.0505, t8 0.0478, t9 0.05, t10 0.05,
    t11 0.1, t12 0.15, t13 0.089, t14 0.09 /
demanda(t) /
    t1 432, t2 459, t3 476, t4 461, t5 490, t6 465,
    t7 429, t8 427, t9 432, t10 414, t11 439, t12 426,
    t13 377.5, t14 309 /;
```

Scalar

```
P_pico_max / 470 /,
peso_aplanamiento / 0.025 /;
```

Parameter demanda_media;

```
demanda_media = sum(t, demanda(t)) / card(t);
```

Table z_disponible(i,t) 'Disponibilidad binaria de los vehículos'

| | t1 | t2 | t3 | t4 | t5 | t6 | t7 | t8 | t9 | t10 | t11 | t12 | t13 | t14 |
|------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Vehiculo_1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_5 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_6 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_7 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Vehiculo_8 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

* --- VARIABLES ---

Variables

```
x_carga(i,t) 'Potencia de carga (kW)'
x_descarga(i,t) 'Potencia de descarga (kW)'
E_nivel(i,t) 'Nivel de energía de la batería (kWh)'
costo_total 'Costo total (€)';
```

Positive Variable

```
x_carga, x_descarga, E_nivel, desviacion_abs(t);
```

Binary Variable

```
y_carga(i,t) '1 si el vehículo i está cargando en t'  
y_descarga(i,t) '1 si está descargando';
```

* --- ECUACIONES ---

Equations

```
objetivo  
balance_energia_posterior(i,t)  
balance_energia_inicial(i,t)  
capacidad_max(i,t)  
capacidad_min(i,t)  
limite_carga(i,t)  
limite_descarga(i,t)  
peak_shaving(t)  
carga_vs_binaria(i,t)  
descarga_vs_binaria(i,t)  
disponibilidad(i,t)  
carga_final(i)  
calcular_desviacion(t)  
simetria_desviacion(t)  
exclusion_carga_descarga(i,t);
```

objetivo..

```
costo_total =e=  
    sum((i,t), precio_carga(t)*x_carga(i,t) - precio_descarga(t)*x_descarga(i,t))  
    + peso_aplanamiento * sum(t, desviacion_abs(t));
```

balance_energia_posterior(i,t)\$ (ord(t) > 1)..

```
E_nivel(i,t) =e= E_nivel(i,t-1) + eta_carga * x_carga(i,t) - (1/eta_descarga) * x_descarga(i,t);
```

balance_energia_inicial(i,t)\$ (ord(t) = 1)..

```
E_nivel(i,t) =e= E_inicial(i) + eta_carga * x_carga(i,t) - (1/eta_descarga) * x_descarga(i,t);
```

capacidad_max(i,t)..

```
E_nivel(i,t) =l= E_bateria_max(i);
```

capacidad_min(i,t)..

```
E_nivel(i,t) =g= E_bateria_min_abs(i);
```

limite_carga(i,t)..

```
x_carga(i,t) =l= P_carga_max;
```

limite_descarga(i,t)..

```
x_descarga(i,t) =l= P_descarga_max;
```

peak_shaving(t)..

```
demanda(t) + sum(i, x_carga(i,t) - x_descarga(i,t)) =l= P_pico_max;
```

carga_vs_binaria(i,t)..

```
x_carga(i,t) =l= P_carga_max * y_carga(i,t);
```

descarga_vs_binaria(i,t)..

```
x_descarga(i,t) =l= P_descarga_max * y_descarga(i,t);
```

disponibilidad(i,t)..

```
y_carga(i,t) =l= z_disponible(i,t);
```

carga_final(i)..

```
E_nivel(i,'t14') =g= E_inicial(i)+10;
```

calcular_desviacion(t)..

```
desviacion_abs(t) =g= demanda(t) + sum(i, x_carga(i,t) - x_descarga(i,t)) - demanda_media;
```

```
simetria_desviacion(t)..
    desviacion_abs(t) =g= -(demanda(t) + sum(i, x_carga(i,t) - x_descarga(i,t)) - demanda_media);

exclusion_carga_descarga(i,t)..
    y_carga(i,t) + y_descarga(i,t) =l= 1;

* --- RESOLUCIÓN DEL MODELO ---
Model V26 / all /;
Solve V26 minimizing costo_total using mip;

* --- RESULTADOS ---
Display x_carga.l, x_descarga.l, E_nivel.l, costo_total.l, y_carga.l, y_descarga.l;

Parameter demanda_neta(t) 'Demanda neta (original + carga - descarga)';
demanda_neta(t) = demanda(t) + sum(i, x_carga.l(i,t) - x_descarga.l(i,t));
Display demanda_neta;

file curva / 'curva_demanda_con_V26.csv' /;
put curva;
put 'Tiempo,Demanda_con_V26' /;
loop(t,
    put t.tl, ',', demanda_neta(t):8:2 /;
);
putclose curva;
```



ANEXO II: PROGRAMA PYTHON ELECTRIC DEMAND PREDICTOR

Electric Demand Predictor Analysis

Import libraries

```
import pandas as pd
from matplotlib import pyplot as plt
import seaborn as sns

from sklearn.model_selection import train_test_split
from sklearn.ensemble import RandomForestRegressor
from sklearn.model_selection import GridSearchCV
from sklearn.metrics import mean_absolute_error, mean_squared_error,
r2_score

import os
import joblib
```

Read dataset

```
filename =
'./data/Registro_Potencias_EII_30_Septiembre_2021_a_30_Septiembre_2022.x
lsx'
data = pd.read_excel(
    filename,
    header=0,
    engine="openpyxl"
)
```

```
data.head()
```

| | Day | Month | Year | Hour | Quarter | (kW) | (kVAr) |
|---|-----|-------|------|------|---------|------|--------|
| 0 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 1 | 240 | 48 |
| 1 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 2 | 248 | 56 |
| 2 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 3 | 240 | 48 |
| 3 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 4 | 236 | 48 |
| 4 | 30 | 9 | 2021 | 1 | 1 | 228 | 52 |

Add new variables

- Day_week

```
data["date"] = pd.to_datetime(data[["Year", "Month", "Day"]])

def get_day_week(date):
    return date.weekday()
```

```
data["Day_week"] = data["date"].apply(get_day_week)
```

```
data.head()
```

| | Day | Month | Year | Hour | Quarter | (kW) | (kVAr) | date | Day_week |
|---|-----|-------|------|------|---------|------|--------|------------|----------|
| 0 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 1 | 240 | 48 | 2021-09-30 | |
| 1 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 2 | 248 | 56 | 2021-09-30 | |
| 2 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 3 | 240 | 48 | 2021-09-30 | |
| 3 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 4 | 236 | 48 | 2021-09-30 | |
| 4 | 30 | 9 | 2021 | 1 | 1 | 228 | 52 | 2021-09-30 | |

- Season

```
def get_season(date):  
    month = date.month  
    dia = date.day  
    if (month == 3 and dia >= 20) or month in [4, 5] or (month == 6  
and dia < 21):  
        return 0 # Spring  
    elif (month == 6 and dia >= 21) or month in [7, 8] or (month == 9  
and dia < 23):  
        return 1 # Summer  
    elif (month == 9 and dia >= 23) or month in [10, 11] or (month ==  
12 and dia < 21):  
        return 2 # Autumn  
    else:  
        return 3 # Winter
```

```
data["Season"] = data["date"].apply(get_season)
```

```
data.drop(columns=["date"], inplace=True)
```

```
data.head()
```

| | Day | Month | Year | Hour | Quarter | (kW) | (kVAr) | Day_week | Season |
|---|-----|-------|------|------|---------|------|--------|----------|--------|
| 0 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 1 | 240 | 48 | 3 | 2 |
| 1 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 2 | 248 | 56 | 3 | 2 |
| 2 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 3 | 240 | 48 | 3 | 2 |
| 3 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 4 | 236 | 48 | 3 | 2 |
| 4 | 30 | 9 | 2021 | 1 | 1 | 228 | 52 | 3 | 2 |

EDA (Exploratory Data Analysis)

Number of instances

```
dataset_size = data.shape[0]  
print("Number of instances:", dataset_size)
```

Number of instances: 26304

Variable data types

```
type_values = data.dtypes
pd.DataFrame({
    "Variables": type_values.index,
    "Data type": type_values.values
})
```

| | Variables | Data type |
|---|-----------|-----------|
| 0 | Day | int64 |
| 1 | Month | int64 |
| 2 | Year | int64 |
| 3 | Hour | int64 |
| 4 | Quarter | int64 |
| 5 | (kW) | int64 |
| 6 | (kVAr) | int64 |
| 7 | Day_week | int64 |
| 8 | Season | int64 |

Statistical metrics

```
data.describe()
```

| | Day | Month | Year | Hour |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Quarter \ | | | | |
| count | 26304.000000 | 26304.000000 | 26304.000000 | 26304.000000 |
| 26304.000000 | | | | |
| mean | 15.734185 | 6.044860 | 2021.660432 | 11.503345 |
| 2.500000 | | | | |
| std | 8.803777 | 3.832198 | 0.473572 | 6.923042 |
| 1.118055 | | | | |
| min | 1.000000 | 1.000000 | 2021.000000 | 0.000000 |
| 1.000000 | | | | |
| 25% | 8.000000 | 3.000000 | 2021.000000 | 6.000000 |
| 1.750000 | | | | |
| 50% | 16.000000 | 5.000000 | 2022.000000 | 12.000000 |
| 2.500000 | | | | |
| 75% | 23.000000 | 10.000000 | 2022.000000 | 18.000000 |
| 3.250000 | | | | |
| max | 31.000000 | 12.000000 | 2022.000000 | 24.000000 |
| 4.000000 | | | | |
| | (kW) | (kVAr) | Day_week | Season |
| count | 26304.000000 | 26304.000000 | 26304.000000 | 26304.000000 |
| mean | 336.117701 | 14.822689 | 3.000000 | 1.609793 |
| std | 123.118824 | 65.896119 | 1.996385 | 1.251466 |
| min | 12.000000 | -120.000000 | 0.000000 | 0.000000 |
| 25% | 240.000000 | -60.000000 | 1.000000 | 0.000000 |

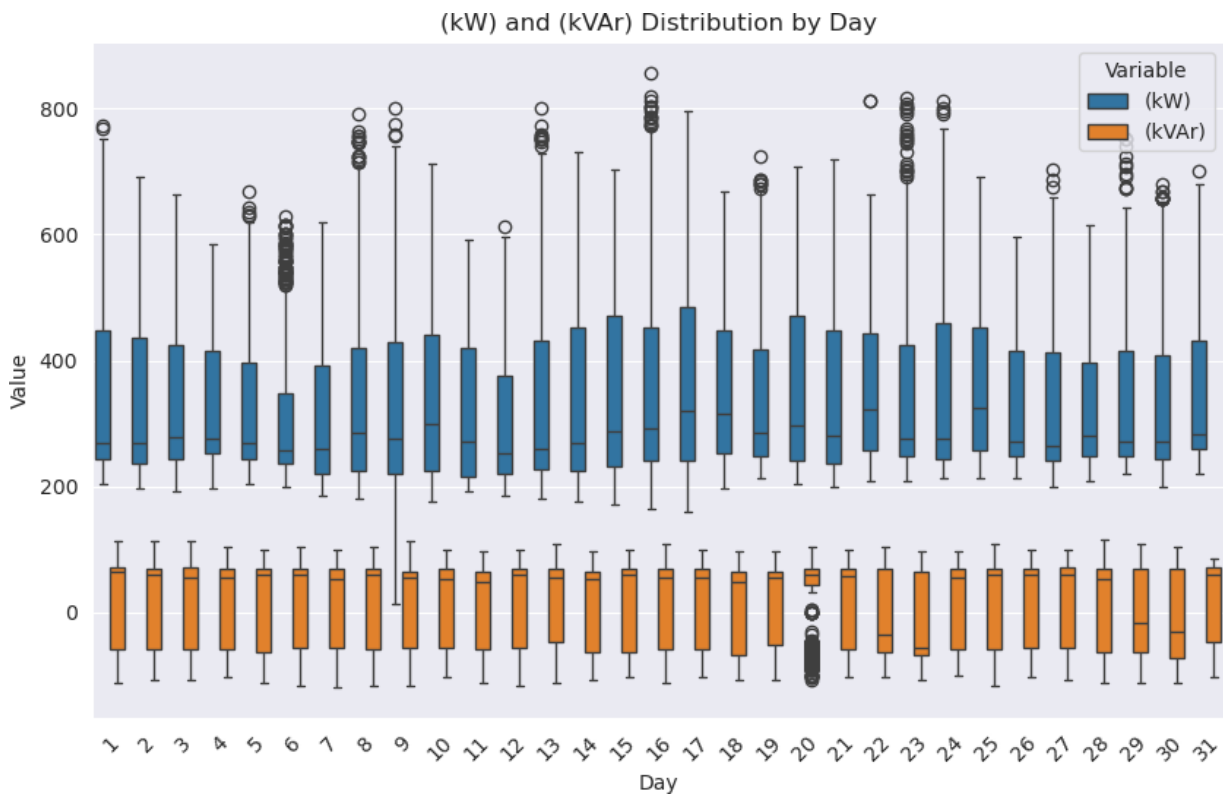
| | | | | |
|-----|------------|------------|----------|----------|
| 50% | 276.000000 | 56.000000 | 3.000000 | 2.000000 |
| 75% | 432.000000 | 68.000000 | 5.000000 | 3.000000 |
| max | 856.000000 | 116.000000 | 6.000000 | 3.000000 |

(kW) and (kVAr) variable distribution

- Distribution by Day

```
df_long = data.melt(id_vars=["Day"], value_vars=["(kW)", "(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Day", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Day")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```

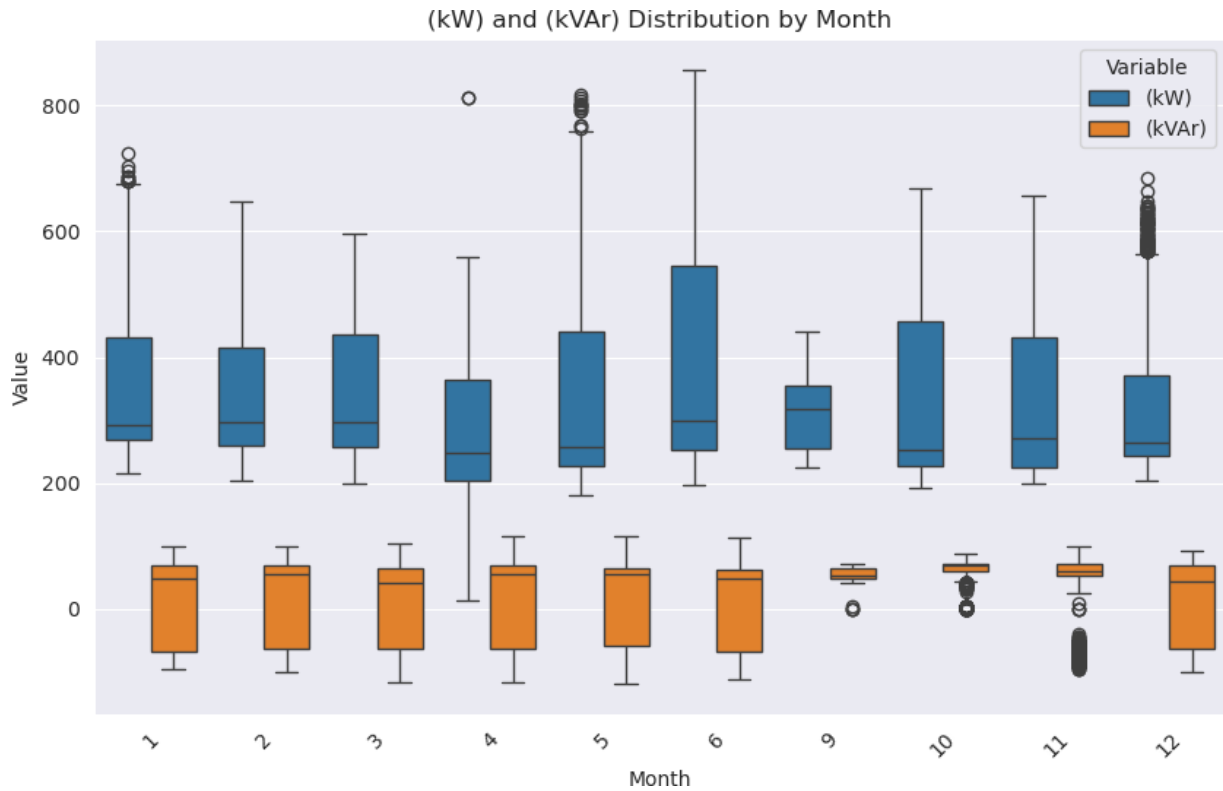


- Distribution by Month

```
df_long = data.melt(id_vars=["Month"], value_vars=["(kW)", "(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Month", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
```

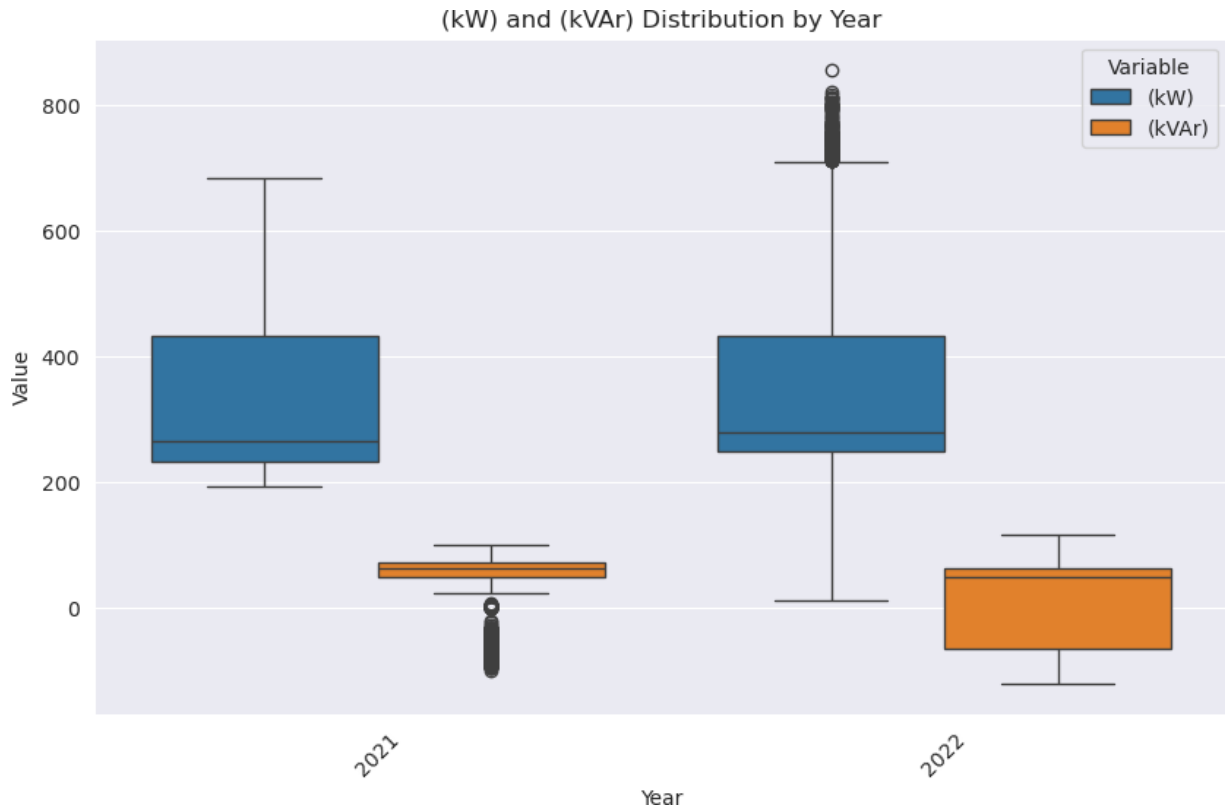
```
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Month")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```



- Distribution by Year

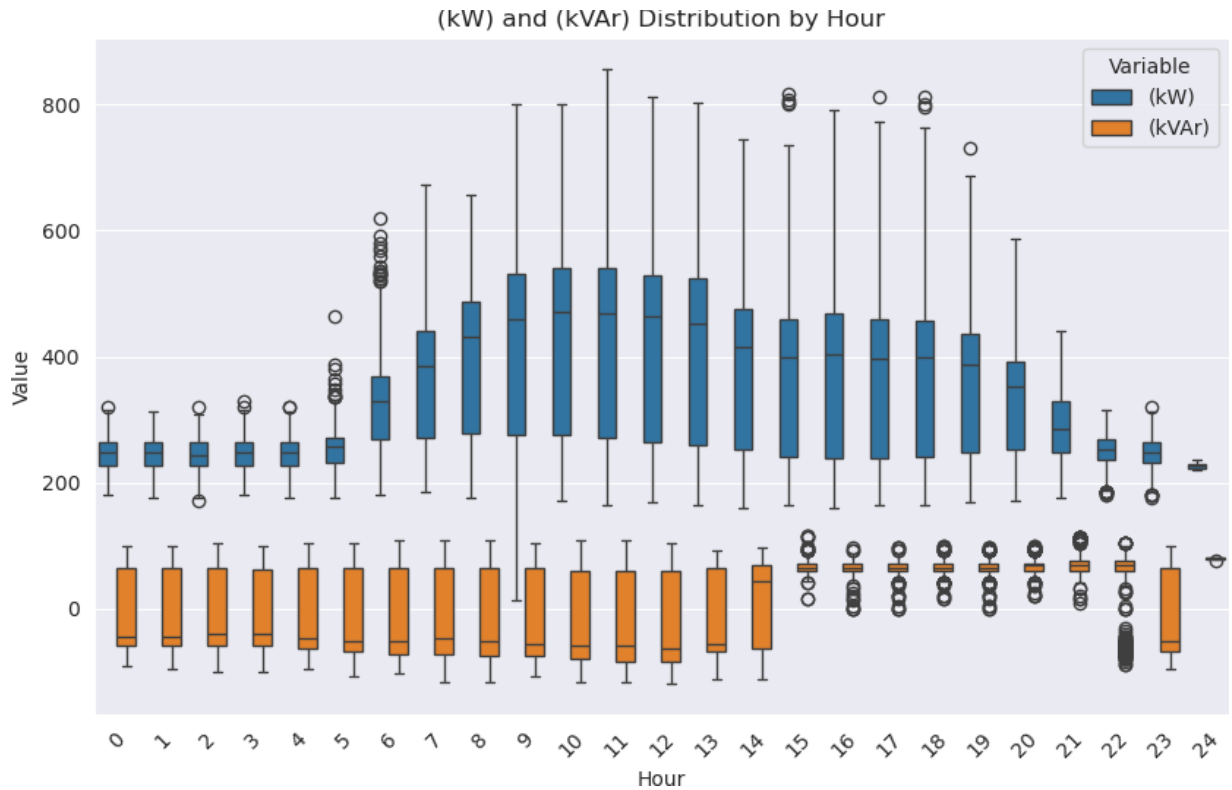
```
df_long = data.melt(id_vars=["Year"], value_vars=["(kW)", "(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Year", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Year")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```



- Distribution by Hour

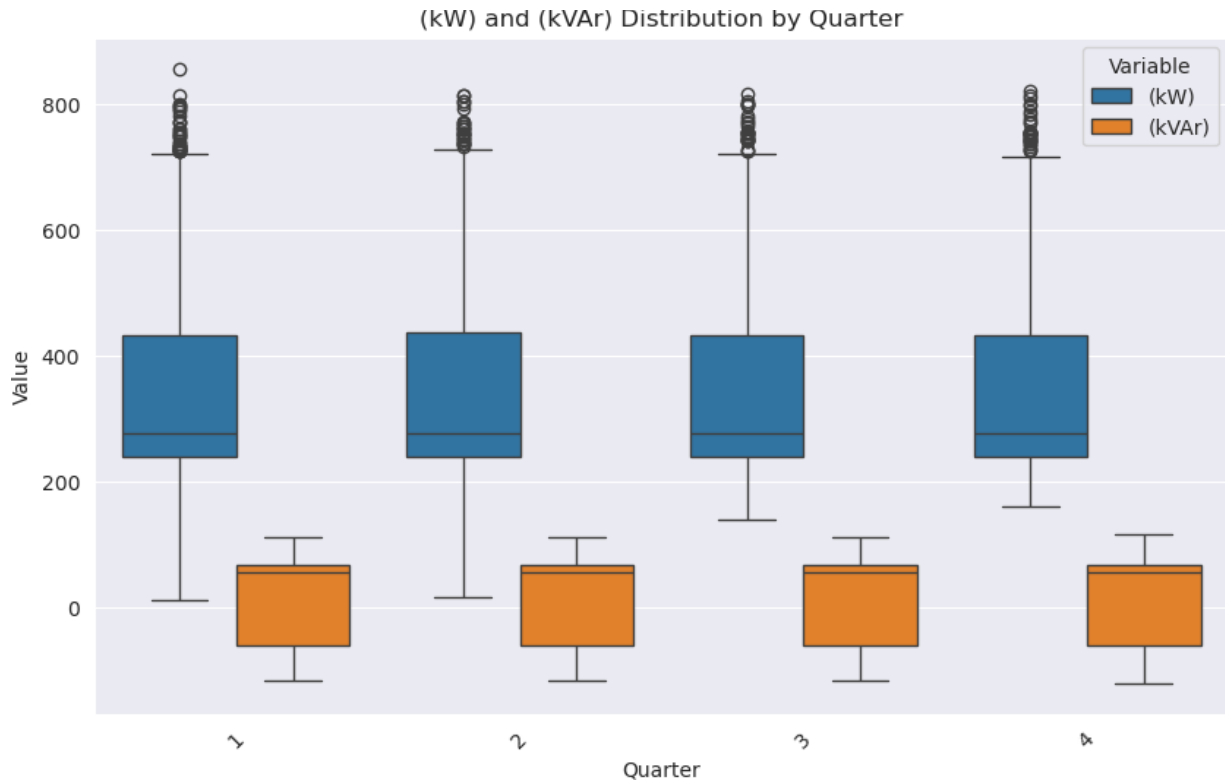
```
df_long = data.melt(id_vars=["Hour"], value_vars=["(kW)", "(kVAr)"],  
                    var_name="Variable", value_name="Value")  
  
plt.figure(figsize=(10, 6))  
sns.boxplot(x="Hour", y="Value", hue="Variable", data=df_long)  
plt.xticks(rotation=45)  
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Hour")  
plt.legend(title="Variable")  
plt.show()
```



- Distribution by Quarter

```
df_long = data.melt(id_vars=["Quarter"], value_vars=["(kW)",
"(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

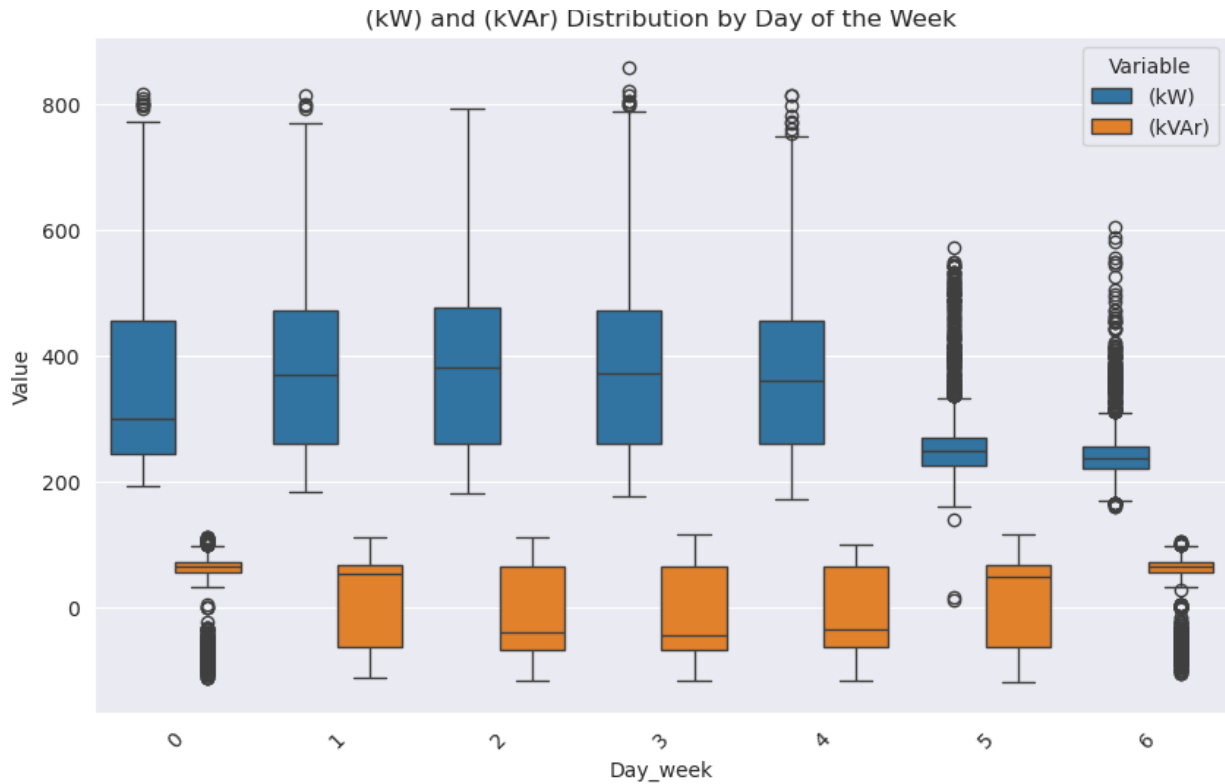
plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Quarter", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Quarter")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```



- Distribution by Day_week

```
df_long = data.melt(id_vars=["Day_week"], value_vars=["(kW)",
"(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

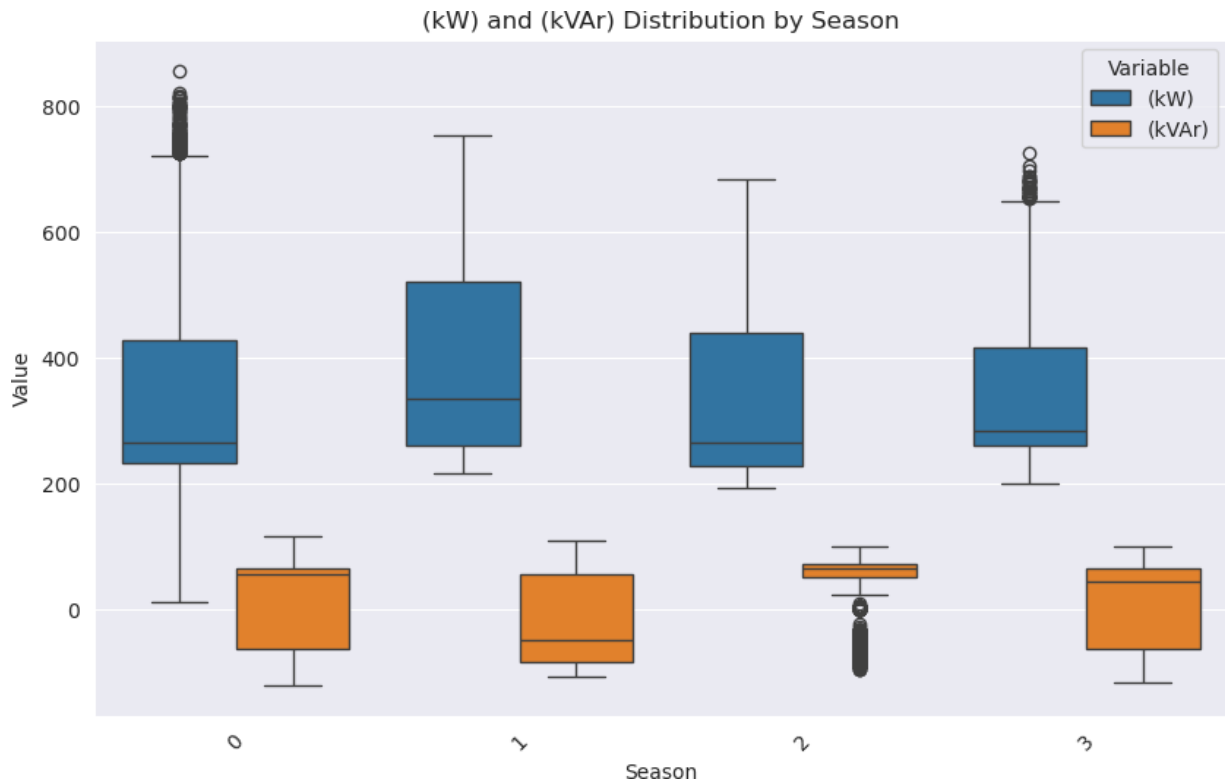
plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Day_week", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Day of the Week")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```



- Distribution by Season

```
df_long = data.melt(id_vars=["Season"], value_vars=["(kW)", "(kVAr)"],
                    var_name="Variable", value_name="Value")

plt.figure(figsize=(10, 6))
sns.boxplot(x="Season", y="Value", hue="Variable", data=df_long)
plt.xticks(rotation=45)
plt.title("(kW) and (kVAr) Distribution by Season")
plt.legend(title="Variable")
plt.show()
```



Null values

```
print("Null values:", data.isnull().sum().sum())
```

```
Null values: 0
```

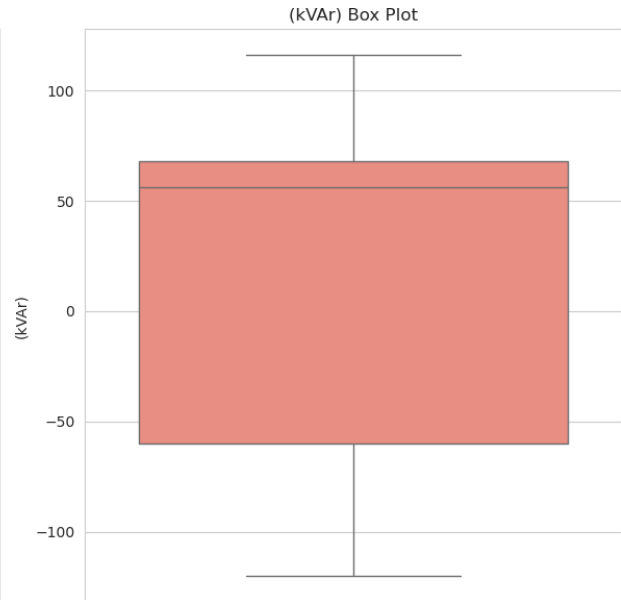
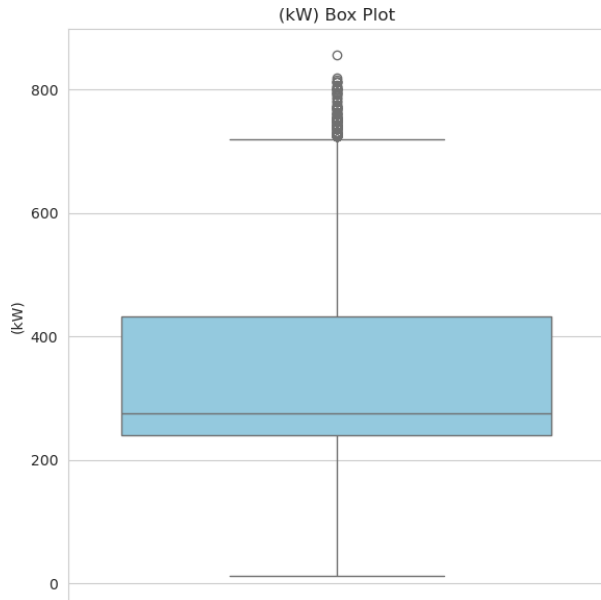
Outliers

```
sns.set_style("whitegrid")
fig, axes = plt.subplots(1, 2, figsize=(12, 6))

sns.boxplot(y=data["(kW)"], ax=axes[0], color="skyblue")
axes[0].set_title("(kW) Box Plot")
axes[0].set_ylabel("(kW)")

sns.boxplot(y=data["(kVAr)"], ax=axes[1], color="salmon")
axes[1].set_title("(kVAr) Box Plot")
axes[1].set_ylabel("(kVAr)")

plt.tight_layout()
plt.show()
```



Preprocessing

```
ordered_columns = ["Day", "Month", "Year", "Hour", "Quarter",
                  "Day_week", "Season", "(kW)", "(kVAr)"]
data = data[ordered_columns]
```

```
print(data.head())
```

| | Day | Month | Year | Hour | Quarter | Day_week | Season | (kW) | (kVAr) |
|---|-----|-------|------|------|---------|----------|--------|------|--------|
| 0 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 1 | 3 | 2 | 240 | 48 |
| 1 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 2 | 3 | 2 | 248 | 56 |
| 2 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 3 | 3 | 2 | 240 | 48 |
| 3 | 30 | 9 | 2021 | 0 | 4 | 3 | 2 | 236 | 48 |
| 4 | 30 | 9 | 2021 | 1 | 1 | 3 | 2 | 228 | 52 |

Outliers

- Outliers in predictor variables: Day, Month, Year, Hour, Quarter, Day_week and Season

```
valid_ranges = {
    "Day": (1, 31),
    "Month": (1, 12),
    "Year": (data["Year"].min(), data["Year"].max()),
    "Hour": (0, 23),
    "Quarter": (1, 4),
    "Day_week": (0, 6),
    "Season": (0, 3)
}
```

```

outliers = {}
for col, (min_val, max_val) in valid_ranges.items():
    outliers[col] = data[(data[col] < min_val) | (data[col] >
max_val)][col]

outliers_count = {col: values.count() for col, values in
outliers.items()}

pd.DataFrame(list(outliers_count.items()), columns=["Variable",
"Number of Outliers"])

```

| | Variable | Number of Outliers |
|---|----------|--------------------|
| 0 | Day | 0 |
| 1 | Month | 0 |
| 2 | Year | 0 |
| 3 | Hour | 4 |
| 4 | Quarter | 0 |
| 5 | Day_week | 0 |
| 6 | Season | 0 |

```

for col, (min_val, max_val) in valid_ranges.items():
    data = data[(data[col] >= min_val) & (data[col] <= max_val)]

data.reset_index(drop=True, inplace=True)
dataset_size_cleaned = data.shape[0]

print(f"Original dataset size: {dataset_size} rows")
print(f"Cleaned dataset size: {dataset_size_cleaned} rows")
print(f"Total rows removed: {dataset_size - dataset_size_cleaned}")

```

```

Original dataset size: 26304 rows
Cleaned dataset size: 26300 rows
Total rows removed: 4

```

- Outliers in objective variables: (kW) and (kVAr)

```

def detect_outliers_iqr(df, column):
    Q1 = df[column].quantile(0.25)
    Q3 = df[column].quantile(0.75)
    IQR = Q3 - Q1
    lower_bound = Q1 - 1.5 * IQR
    upper_bound = Q3 + 1.5 * IQR

    outliers = df[(df[column] < lower_bound) | (df[column] >
upper_bound)]
    return outliers

outliers_kw = detect_outliers_iqr(data, "(kW)")
outliers_kvar = detect_outliers_iqr(data, "(kVAr)")

```

```
pd.DataFrame({
    "Variable": ["(kW)", "(kVAr)"],
    "Number of Outliers": [outliers_kw.shape[0],
outliers_kvar.shape[0]]
})
```

| | Variable | Number of Outliers |
|---|----------|--------------------|
| 0 | (kW) | 127 |
| 1 | (kVAr) | 0 |

```

outliers_index =
set(outliers_kw.index).union(set(outliers_kvar.index))
data.drop(index=outliers_index, inplace=True)
data.reset_index(drop=True, inplace=True)

print(f"Original dataset size: {dataset_size_cleaned} rows")
print(f"Cleaned dataset size: {data.shape[0]} rows")
print(f"Total rows removed: {dataset_size_cleaned - data.shape[0]}")

Original dataset size: 26300 rows
Cleaned dataset size: 26173 rows
Total rows removed: 127

```

Random Forest Regressor

```

X = data.drop(columns=["(kW)", "(kVAr)"])
y = data[["(kW)", "(kVAr)"]]

X_train, X_test, y_train, y_test = train_test_split(X, y,
train_size=0.8, random_state=13)

print(f"Train set: {X_train.shape}, {y_train.shape}")
print(f"Test set: {X_test.shape}, {y_test.shape}")

Train set: (20938, 7), (20938, 2)
Test set: (5235, 7), (5235, 2)

```

Model training

```

rf = RandomForestRegressor(random_state=13)

param_grid = {
    "n_estimators": [50, 100, 150],
    "max_depth": [5, 10, 15, None],
    "min_samples_split": [2, 5, 10],
    "min_samples_leaf": [1, 2, 5]
}

```

```

grid_search = GridSearchCV(
    rf, param_grid, cv=10, scoring="r2", n_jobs=-1, verbose=1
)

grid_search.fit(X_train, y_train)
best_rf = grid_search.best_estimator_

print(f"Best parameters: {grid_search.best_params_}")
print(f"Best R2 score: {grid_search.best_score_:.4f}")

Fitting 10 folds for each of 108 candidates, totalling 1080 fits
Best parameters: {'max_depth': None, 'min_samples_leaf': 1,
'min_samples_split': 2, 'n_estimators': 150}
Best R2 score: 0.9827

```

Feature importance

```

importances = best_rf.feature_importances_
feature_names = X_train.columns

pd.DataFrame({
    "Variable": feature_names,
    "Importance": importances
}).sort_values(by="Importance",
ascending=False).reset_index(drop=True)

```

| | Variable | Importance |
|---|----------|------------|
| 0 | Hour | 0.433250 |
| 1 | Day_week | 0.224429 |
| 2 | Month | 0.145456 |
| 3 | Day | 0.139958 |
| 4 | Season | 0.031583 |
| 5 | Year | 0.017854 |
| 6 | Quarter | 0.007470 |

Model Validation

```

y_pred_test = best_rf.predict(X_test)

metrics_df = pd.DataFrame(columns=["Variable", "MAE", "MSE", "R2"])

for i, var in enumerate(["(kW)", "(kVAr)"]):
    metrics_df.loc[i] = [
        var,
        mean_absolute_error(y_test.iloc[:, i], y_pred_test[:, i]),
        mean_squared_error(y_test.iloc[:, i], y_pred_test[:, i]),
        r2_score(y_test.iloc[:, i], y_pred_test[:, i])
    ]

metrics_df

```

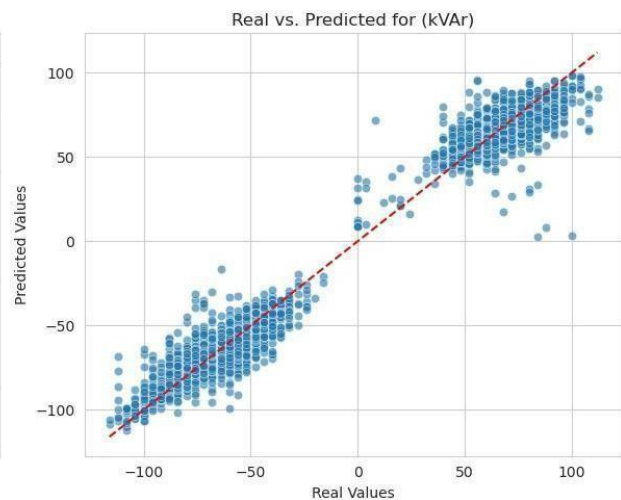
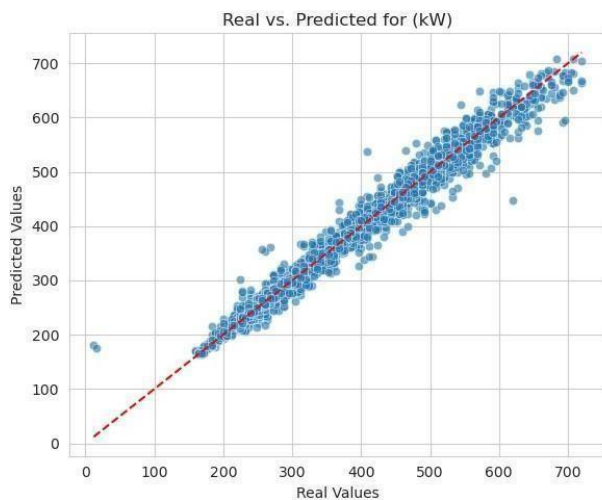
| Variable | | MAE | MSE | R ² |
|----------|--------|----------|------------|----------------|
| 0 | (kW) | 9.658493 | 224.271928 | 0.984457 |
| 1 | (kVAr) | 5.967511 | 73.753198 | 0.983003 |

```
plt.figure(figsize=(12, 5))

variables = ["(kW)", "(kVAr)"]

for i, var in enumerate(variables):
    plt.subplot(1, 2, i + 1)
    sns.scatterplot(x=y_test.iloc[:, i], y=y_pred_test[:, i],
alpha=0.6)
    plt.plot(
        [y_test.iloc[:, i].min(), y_test.iloc[:, i].max()],
        [y_test.iloc[:, i].min(), y_test.iloc[:, i].max()],
        color="red",
        linestyle="--",
    )
    plt.xlabel("Real Values")
    plt.ylabel("Predicted Values")
    plt.title(f"Real vs. Predicted for {var}")

plt.tight_layout()
plt.show()
```



Save Model

```
os.makedirs("model", exist_ok=True)
joblib.dump(best_rf, "model/random_forest_model.pkl")























['model/random_forest_model.pkl']
```

Playground

```
new_example = pd.DataFrame([{\n    "Day": 21,\n    "Month": 3,\n    "Year": 2025,\n    "Hour": 13,\n    "Quarter": 2,\n    "Day_week": 4,\n    "Season": 0,\n}])\n\npredicted_values = best_rf.predict(new_example)\n\npd.DataFrame(\n    predicted_values.reshape(1, -1).T,\n    columns=["Predicted Value"],\n    index=["(kW)", "(kVAr)"]\n).reset_index().rename(columns={"index": "Variable"})
```

| | Variable | Predicted Value |
|---|----------|-----------------|
| 0 | (kW) | 494.106667 |
| 1 | (kVAr) | -65.813333 |

ANEXO III: DIAGRAMA GANTT INSTALACIÓN

| |  | Nombre | Duración | Inicio | Terminado |
|----|---|--|-------------------|----------------------|-----------------------|
| 1 |  | 1. Estudio preliminar | 2,175 days | 15/09/25 8:00 | 17/09/25 9:24 |
| 2 | | Revisión de la acometida eléctrica existente | 1 day | 15/09/25 8:00 | 15/09/25 17:00 |
| 3 |  | Evaluación de demanda y puntos de carga | 0,8 days | 16/09/25 11:00 | 17/09/25 9:24 |
| 4 |   | 2. Diseño del sistema | 3 days | 18/09/25 8:00 | 22/09/25 17:00 |
| 5 |  | Dimensionamiento de cargadores V2G | 0,5 days | 18/09/25 8:00 | 18/09/25 13:00 |
| 6 |  | Cálculo de canalizaciones y secciones de cableado | 2,5 days | 18/09/25 8:00 | 22/09/25 13:00 |
| 7 |  | Integración con el sistema de protección y monitorización | 2 days | 19/09/25 8:00 | 22/09/25 17:00 |
| 8 |   | 3. Tramitación y permisos | 5 days | 23/09/25 8:00 | 29/09/25 17:00 |
| 9 |  | Solicitud de punto de conexión y autorizaciones | 5 days | 23/09/25 8:00 | 29/09/25 17:00 |
| 10 |   | 4. Ejecución de instalación | 8,875 days | 1/10/25 8:00 | 13/10/25 16:00 |
| 11 |  | Canalización y inicio de instalación | 3 days | 1/10/25 8:00 | 3/10/25 17:00 |
| 12 |  | Tendido de cables y conexionado con la acometida eléctrica | 2 days | 6/10/25 8:00 | 7/10/25 17:00 |
| 13 |  | Instalación de cuadros eléctricos y protecciones | 2 days | 8/10/25 8:00 | 9/10/25 17:00 |
| 14 |  | Configuración del software de los cargadores | 0,5 days | 13/10/25 11:00 | 13/10/25 16:00 |
| 15 |  | Montaje de cargadores V2G | 1 day | 10/10/25 8:00 | 10/10/25 17:00 |
| 16 |   | 5. Puesta en marcha y validación | 8,875 days | 14/10/25 8:00 | 24/10/25 16:00 |
| 17 | | Prueba de funcionamiento del sistema de carga y descarga | 2 days | 14/10/25 8:00 | 15/10/25 17:00 |
| 18 |  | Integración con red y sistema de gestión energética | 2 days | 16/10/25 8:00 | 17/10/25 17:00 |
| 19 |  | Validación final y inicio de pruebas piloto | 4,75 days | 20/10/25 9:00 | 24/10/25 16:00 |

