

**OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES
ENERGÉTICAS URBANAS EN UN ENTORNO DE
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL**

MEMORIA

Autor: TOLÓN MARTÍN, TAMARA ISABEL

Director: Dr. RAMÍREZ-PISCO, RODRIGO

Convocatoria: Junio 2013



**Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia**

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Sol·licitud d'acceptació de presentació del Treball Final de Màster i sol·licitud de defensa pública.

Alumne: TOLÓN MARTÍN, TAMARA ISABEL

DNI: 25181788-P

Títol: OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES ENERGÉTICAS URBANAS EN UN
ENTORNO DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL.

Director: Dr. RAMÍREZ-PISCO, RODRIGO

Acceptació de la presentació del Treball:

Confirmo l'acceptació de la presentació del Treball Final de Màster.

Per a que consti,

Dr. RAMÍREZ-PISCO, RODRIGO

Cognoms, nom (director del Treball)

Sol·licito:

La defensa pública del meu Treball Final de Màster.

Per a que consti,

TOLÓN MARTÍN, TAMARA ISABEL

Cognoms, nom (Alumne)

Barcelona, 14 de Junio de 2013.

RESUMEN DE LA MEMORIA

Se presenta una metodología de operación y gestión energética de microrredes termoeléctricas que, a partir de una configuración energética dada, opera los subsistemas de producción para satisfacer la demanda del distrito y maximizar el beneficio del operador ESCO considerando el mercado de la energía y emisiones de CO₂. La metodología se ha implementado en el programa STELLA©.

La memoria incluye una revisión de las tecnologías relacionadas con generación distribuida, un estado del arte de metodologías de diseño y gestión e indicadores de la sostenibilidad de sistemas energéticos, la conceptualización de la metodología y la aplicación en un caso de estudio.

RECONOCIMIENTOS

Me gustaría agradecer públicamente a Dr. Rodrigo Ramírez-Pisco su continua labor de apoyo, orientación y dedicación en todas las fases del proyecto. Su evaluación crítica de los avances, así como sus sugerencias e indicaciones me han resultado de gran utilidad para el desarrollo del proyecto y la consecución de los objetivos inicialmente planteados.

Gracias a toda mi familia, amigos y compañeros por el apoyo moral que me han brindado durante la realización del Máster y, particularmente, durante los meses de realización del proyecto.

Por último, me gustaría agradecer a todos los profesores del Máster por su dedicación en formar a jóvenes ingenieros especializados en Energía y por todos sus consejos y orientaciones sobre cómo abordar nuestra vida profesional.

Gracias a todos,

Tamara Tolón

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento constituye la memoria del **trabajo final de Máster de Ingeniería en Energía, especialidad Energía Eléctrica** titulado ***“Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental”***. El proyecto se enmarca en el ámbito de las microrredes energéticas que operan y gestionan múltiples vectores de energía primaria (gas natural, electricidad, recurso) y múltiples vectores de energía final (electricidad, calor y frío) para el suministro energético a un distrito urbano.

El objetivo general del proyecto consiste en la conceptualización de una metodología de operación y gestión energética de microrredes termoeléctricas bajo los principios de sostenibilidad energética, ambiental y económica. A partir de una configuración energética dada, la metodología diseña la operación de los subsistemas de producción para satisfacer la demanda del distrito y maximizar el beneficio del operador ESCO considerando el mercado de la energía y emisiones de CO₂. La presentación del trabajo se estructura en cuatro bloques temáticos.

Inicialmente se presenta una **revisión tecnológica** en la que se analizan las principales características tecnológicas y de madurez tecnológica de las tecnologías relacionadas con las microrredes energéticas: tecnologías de generación energética, tecnologías de almacenamiento, integración del vehículo eléctrico. Esta revisión tecnológica, se complementa con la revisión de las principales características de proyectos demostrativos reales de implantación de microrredes en Europa.

A continuación, se presenta la **revisión del estado del arte de metodologías de diseño y gestión de microrredes energéticas**, así como de los principales **indicadores** utilizados en las publicaciones científicas para la caracterización de la sostenibilidad energética, ambiental, económica y social de sistemas energéticos.

Una vez presentada la revisión de las tecnologías y el estado del arte, se presenta la **metodología de operación y gestión energética de microrredes** desarrollada en el contexto del proyecto. Se presenta la definición de los cuatro protocolos de operación analizados, las bases para el modelado de las tecnologías energéticas y la definición de los indicadores de sostenibilidad energética, ambiental y económica, así como la definición de los escenarios de evolución considerados para la previsión de los precios de energía (electricidad y gas natural) y de derechos de emisión de CO₂.

Posteriormente se presentan el **caso de estudio** y se analizan los **resultados** obtenidos de la aplicación de la metodología. Se presentan tres estudios: (i) **análisis de la operación de la microrred y la sostenibilidad energética, ambiental y económica de diversas configuraciones energética de microrred**, (ii) **análisis de la influencia de la estrategia de gestión en la sostenibilidad energética, ambiental y económica del sistema energético**, y (iii) **análisis de la integración de producción energética renovable en la sostenibilidad energética, ambiental y económica de la microrred**.

Finalmente se presenta la evaluación del impacto ambiental, la planificación, presupuesto y referencias bibliográficas utilizadas durante el desarrollo del proyecto.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. OBJETIVOS	11
2. INTRODUCCIÓN	12
3. REVISIÓN TECNOLÓGICA	14
3.1. Generación distribuida y microrredes	14
3.2. Tecnologías de generación energética distribuida	16
3.3. Tecnologías de almacenamiento de energía	18
3.4. Integración del vehículo eléctrico	23
3.5. Proyectos demostrativos de implantación de microrredes	24
4. REVISIÓN DE ESTADO DEL ARTE	30
4.1. Metodologías de configuración y gestión de microrredes energéticas	30
4.2. Indicadores de sostenibilidad de sistemas energéticos	33
5. METODOLOGÍA DE OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES	38
5.1. Conceptualización de la metodología	38
5.2. Estrategias de gestión energética	43
5.3. Modelado de tecnologías de producción energética	46
5.4. Modelado de sostenibilidad energética	49
5.5. Modelado de sostenibilidad ambiental	49
5.6. Modelado de sostenibilidad económica	50
5.7. Escenarios de evolución económica	54
6. PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO	59
6.1. Contexto	59
6.2. Demanda energética	59
6.3. Propuestas de configuración de la microrred	61
6.4. Estructura de análisis	64
7. ANÁLISIS DE RESULTADOS	65
7.1. Configuración de la microrred energética	65
7.2. Influencia de la estrategia de gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica	72
7.3. Hibridación de cogeneración y fotovoltaica	82
8. IMPACTO AMBIENTAL	88
9. PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO	89
10. CONCLUSIONES Y PRÓXIMAS ACCIONES	90
11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Topología de sistema eléctrico con integración de GD. Fuente: [6]	14
Figura 2.	Mapa de distribución de tecnologías de almacenamiento en función del tiempo de descarga y la capacidad energética promedio. Fuente: [13]	18
Figura 3.	Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía según su funcionalidad. Fuente: [14]	20
Figura 4.	Madurez tecnología de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Fuente:[14]	21
Figura 5.	Eficiencia del ciclo completo de carga-descarga para diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: [14]	21
Figura 6.	Esquema de la Microrred Labein Experimental Centre. Fuente: [17]	25
Figura 7.	Esquema de la Microrred piloto de Kythnos. Fuente: [17]	25
Figura 8.	Esquema de la Microrred DEMOTEC. Fuente: [17]	26
Figura 9.	Esquema de la Microrred Continuoon Holiday Park. Fuente: [17]	27
Figura 10.	Esquema de la Microrred EDP Feeder. Fuente: [17]	27
Figura 11.	Esquema de la Microrred CESI. Fuente: [17]	28
Figura 12.	Programa HOMER: relación conceptual entre los procesos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad. Fuente: [29]	31
Figura 13.	Etapas del ciclo de vida de sistemas energéticos. Fuente: [33]	34
Figura 14.	Relación entre la eficiencia exergética y la sostenibilidad de sistemas energéticos. Fuente: [37]	35
Figura 15.	Alcance de la metodología de análisis de energía neta base de los indicadores EROI, EPBT, ERI. Fuente: [38, 39]	36
Figura 16.	Límites del sistema para el cálculo del indicador EROI. Fuente: [38, 39]	36
Figura 17.	Conceptualización de la optimización de la configuración de sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia	38
Figura 18.	Modelo de operación y gestión energética. Fase I. Fuente: Elaboración propia	40
Figura 19.	Modelo de operación y gestión energética. Fase II. Fuente: Elaboración propia	41
Figura 20.	Modelo de operación y gestión energética. Fase III. Fuente: Elaboración propia	41
Figura 21.	Modelo de operación y gestión energética. Fase IV. Fuente: Elaboración propia	42
Figura 22.	Modelo de operación y gestión energética. Fase V. Fuente: Elaboración propia	43
Figura 23.	Estructura tarifa 3.0.A. Fuente: Comercializadora eléctrica.	52
Figura 24.	Evolución histórica de precio de derecho de emisión CO ₂ . Fuente: [49]	54
Figura 25.	Escenarios de previsión de precio de CO ₂ según PER Fuente: [52]	55
Figura 26.	Escenario de previsión del precio de EUA. Fuente: elaboración propia.	55

Figura 27. Evolución histórica del precio de la electricidad. Fuente: Eurostat. _____	56
Figura 28. Evolución histórica de los peajes de acceso. Fuente: [51] _____	56
Figura 29. Escenario de previsión del precio de la electricidad según PER. Fuente: PER _____	57
Figura 30. Escenario de evolución del precio de la electricidad. Fuente: Elaboración propia. _____	57
Figura 31. Escenarios de evolución del precio de gas natural. Fuente: Elaboración propia. _____	58
Figura 32. Demanda eléctrica horaria: a) curva anual y b) curva monótona anual. Fuente: elaboración propia. _____	60
Figura 33. Demanda térmica horaria: a) curva anual y b) curva monótona anual. Fuente: elaboración propia. _____	61
Figura 34. Estudio 1: cobertura de demanda eléctrica. Fuente: elaboración propia. _____	66
Figura 35. Estudio 1: cobertura de demanda térmica. Fuente: elaboración propia. _____	66
Figura 36. Estudio 1: consumo de energía primaria. Fuente: elaboración propia. _____	67
Figura 37. Estudio 1: emisiones de CO ₂ . Fuente: elaboración propia. _____	68
Figura 38. Estudio 1: evolución del flujo de caja acumulado. Fuente: elaboración propia. _____	69
Figura 39. Estudio 1: análisis de sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia. _____	71
Figura 40. Estudio 2-Configuración D: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	73
Figura 41. Estudio 2- Configuración E: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	74
Figura 42. Estudio 2-Configuración F: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	75
Figura 43. Estudio 2-Configuración G: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	76
Figura 44. Estudio 2-Configuración H: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	77
Figura 45. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad energética. Fuente: elaboración propia. _____	78
Figura 46. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad ambiental. Fuente: elaboración propia. _____	79
Figura 47. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia. _____	81
Figura 48. Estudio 3: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia. _____	83
Figura 49. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad energética. Fuente: elaboración propia. _____	84
Figura 50. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad ambiental. Fuente: elaboración propia. _____	85
Figura 51. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia. _____	87
Figura 52. Diagrama de Gantt. Fuente: Elaboración propia. _____	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparativa de densidad y potencia energética para diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Fuente: [14]_____	19
Tabla 2. Comparativa de vida útil para diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Fuente: [14]_____	22
Tabla 3. Resumen de características tecnológicas de las instalaciones de las instalaciones de microrredes en Europa. Fuente: Elaboración propia. _____	28
Tabla 4. Indicadores de sostenibilidad de sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia.	34
Tabla 5. Modelado de tecnología fotovoltaica: parámetros de referencia. Fuente: [44] ____	47
Tabla 6. Modelado de tecnología cogeneración: parámetros de referencia. Fuente: [45] ____	48
Tabla 7. Modelado de tecnología solar térmica: parámetros de referencia. Fuente: [46] ____	48
Tabla 8. Modelado de sostenibilidad ambiental: parámetros de referencia. Fuente: [47, 48]	49
Tabla 9. Costes de inversión de referencia. Fuente: Elaboración propia. _____	50
Tabla 10. Costes de mantenimiento de referencia. Fuente: Elaboración propia. _____	50
Tabla 11. Precio del derecho de emisión. Fuente: [50] _____	51
Tabla 12. Precios de compra de energía primaria y tarifa eléctrica. Fuente: [51] _____	52
Tabla 13. Precios de venta de energía final al distrito. Fuente: Elaboración propia _____	53
Tabla 14. Evolución histórica de los peajes de acceso. Fuente: [51] _____	57
Tabla 15. Configuraciones de microrred propuestas. Fuente: elaboración propia. _____	63
Tabla 16. Estudio 1: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia. _____	65
Tabla 17. Estudio 2: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia. _____	72
Tabla 18. Estudio 3: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia. _____	82
Tabla 19. Presupuesto del proyecto. Fuente: Elaboración propia. _____	89

GLOSARIO

ACS	Agua Caliente Sanitaria
CHCP	Combined Heat, Cooling, and Power - Sistema de trigeneración de energía
CHP	Combined Heat and Power - Sistema de cogeneración
EP	Energía Primaria
ESCO	Energy Service Company - Empresa de Servicios Energéticos
EU ETS	European Union's Emission Trading Scheme - Sistema europeo de comercio de emisiones
EUA	European Union Allowance - Derecho de emisión europeo
EV	Electric Vehicle - Vehículo eléctrico
GD	Generación Distribuida
IST	Instalación Solar Termica
MACI	Motor Alternativo de Combustión Interna
NZEB	Net Zero Energy Building - Edificio con consumo de energía casi nulo
PCC	Point of Common Coupling – Punto común de conexión
PER	Plan de Energías Renovables
PES	Primary Energy Saving - Indicador de ahorro de energía primaria
PHEV	Plug -in Hybrid Electric Vehicle - Vehículo híbrido enchufable
PR	Período de Retorno
PV	Photovoltaic - Fotovoltaica
STELLA©	Systems Thinking for Education and Research. Software de simulación desarrollado por Isee Systems
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto de la inversión

1. OBJETIVOS

El proyecto se enmarca en el ámbito de las **microrredes energéticas** que operan y gestionan múltiples vectores de energía primaria (gas natural, electricidad, recurso) y múltiples vectores de energía final (electricidad, calor y frío) para el suministro energético a un distrito urbano.

El objetivo general del proyecto consiste en la conceptualización de una **metodología de operación y gestión energética de microrredes termoeléctricas** bajo los principios de sostenibilidad energética, ambiental y económica. La aplicación de esta metodología asiste en el proceso de evaluación de los indicadores de sostenibilidad de diversos diseños y protocolos de operación del subsistema de producción de una microrred.

Los **objetivos específicos** del proyecto son:

Objetivo 1: Revisión de las tecnologías asociadas a la generación energética distribuida. Características técnicas, grado de madurez tecnológica y de mercado.

Objetivo 2: Revisión de proyectos demostrativos reales de implantación de microrredes. Diagnóstico de la situación actual.

Objetivo 3: Revisión de estado del arte de metodologías para el diseño y operación de microrredes energéticas y revisión de indicadores para la caracterización de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de sistemas energéticos.

Objetivo 4: Desarrollo de una metodología de gestión energética de microrredes termoeléctricas que a partir de una configuración energética dada, opere los subsistemas de producción energética de forma que maximice el beneficio del operador considerando un modelo de negocio basado en modelo de empresa de servicios energéticos ESCO.

Objetivo 5: Aplicación de la metodología de gestión energética en el caso de estudio considerando diversos diseños y protocolos de operación de los subsistemas de producción de la microrred. Evaluación de la sostenibilidad energética, ambiental y económica.

2. INTRODUCCIÓN

Durante la última década la Unión Europea ha promovido activamente la liberalización del mercado eléctrico, así como ha promocionado la integración de los principios de eficiencia energética y energías renovables en el suministro y consumo final de energía. [1]

La **transición de un sistema eléctrico centralizado hacia un sistema eléctrico distribuido** es una tendencia que conlleva la disminución del impacto ambiental asociado a la producción eléctrica centralizada basada en combustibles fósiles, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la integración del aprovechamiento de recursos energéticos renovables y la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico disminuyendo las pérdidas por transporte.

Los **recursos energéticos distribuidos** pueden estar basados en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables (fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica, mareomotriz, biomasa) o bien en recursos energéticos no renovables (motores alternativos de combustión interna, pilas de combustible, microturbinas, tecnologías de almacenamiento eléctrico distribuido y vehículos eléctricos híbridos enchufables, PHEV *Plug In Hybrid Electric Vehicle*). [2]

En relación a la sostenibilidad en el uso final de la energía en edificios, la Directiva 2010/21/EC de la Unión Europea promueve la construcción de “Edificios de Energía Casi-Nula” (NZEB – Net Zero Energy Buildings). La construcción de edificios bajo los principios NZEB implica que el edificio tiene un elevado rendimiento energético y que la reducida energía demandada deberá ser suministrada en su mayor parte a partir de fuentes de energía renovable o bien mediante sistemas altamente eficientes de cogeneración. [1]

La Directiva 2004/8/EC de la Unión Europea promueve la integración de sistemas altamente eficientes de generación combinada de calor y electricidad (CHP-Combined Heat & Power) y de generación combinada de calor, frío y electricidad (CHCP-Combined Heat, Cooling & Power) en edificios residenciales, oficinas y comerciales dado que conllevan un importante ahorro de energía primaria y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. [1]

Las principales barreras no tecnológicas que impiden la implantación masiva de esta tecnología en edificios están asociadas a los elevados costes de inversión y la dificultad de garantizar la viabilidad económica de estas instalaciones en edificios caracterizados por actividades discontinuas (perfiles diarios o estacionales) y perfiles irregulares de demanda energética.

Sin embargo, la integración de sistemas CHCP para el suministro energético a microrredes energéticas, es decir, a una asociación de edificios interconectados mediante redes de distribución eléctrica, de calor y/o de frío, constituye una importante oportunidad para la mejora de la eficiencia energética del suministro energético [3]. Las principales ventajas de esta configuración energética son [4]:

- Mayor regularidad de los perfiles de demanda energética integrada que permiten un mayor número de horas de operación de los sistemas de producción.
- Posibilidad de instalar sistemas de generación energética de mayor potencia que implican una reducción en la inversión por unidad de potencia dado el importante factor de escala en el mercado de las unidades de cogeneración y sistemas de absorción.

En relación al suministro de energía renovable, la integración masiva de generadores de energía renovable no programables instalados de forma dispersa e individualizada en los edificios conllevaría la congestión de las redes de distribución y comprometería la calidad de suministro energético. [1]

La integración de estos recursos energéticos distribuidos directamente en la red eléctrica de media o baja tensión conlleva importantes **retos tecnológicos** dado que modifican las características del sistema eléctrico y la dirección de los flujos de potencia. Los retos tecnológicos que se plantean son: la coordinación de los dispositivos de protección, calidad de suministro eléctrico y fiabilidad, así como la estabilidad del sistema.

En este contexto, la conceptualización de la generación eléctrica distribuida en forma de microrredes, unidades capaces de coordinar y gestionar los generadores distribuidos de forma descentralizada, facilita la transición hacia un sistema distribuido reduciendo la necesidad de coordinación y gestión de estos recursos por el operador del sistema eléctrico general. [5]

En este contexto, el reto que se plantea consiste en el desarrollo de metodologías de diseño y gestión de microrredes energéticas (electricidad, calor, frío) que permitan satisfacer los requisitos de integración de energías renovables (solar, eólica) y los principios de eficiencia energética (CHP, CHCP) garantizando la sostenibilidad energética, medioambiental y económica en el suministro energético a NZEB (edificios residenciales, comerciales, oficinas) y pequeñas industrias.

3. REVISIÓN TECNOLÓGICA

3.1. Generación distribuida y microrredes

Tradicionalmente el **sistema eléctrico** se basa en una **estructura centralizada** compuesta por los subsistemas de generación, transporte y distribución. Esta estructura centralizada surge por el hecho de la existencia de economías de escala en el nivel de generación derivadas del crecimiento de la eficiencia con el aumento de la potencia de los generadores.

Los avances en las tecnologías de generación han hecho que el coste mínimo, por unidad de potencia generada, se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada. Este hecho sumado al elevado nivel de eficiencia conseguido en centrales de menor tamaño, la disponibilidad de tecnología de generación energética renovable y la liberación del mercado eléctrico han promovido la transición a un sistema de generación eléctrica distribuida. Esta transición conlleva un **cambio de topología del sistema eléctrico**.

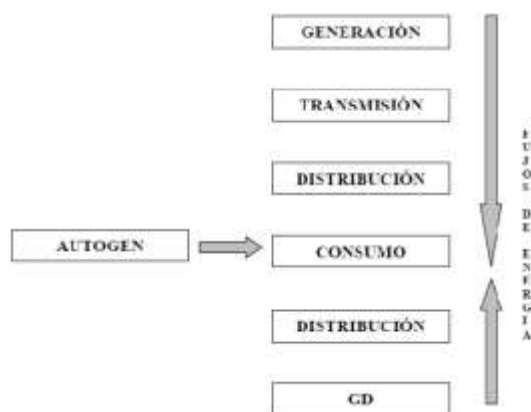


Figura 1. Topología de sistema eléctrico con integración de GD. Fuente: [6]

El concepto **generación distribuida** hace referencia a una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o bien a través de una red eléctrica de consumidores conectada a su vez a la red de distribución. [7]

En general, y teniendo en cuenta aspectos regulatorios para el sector eléctrico español, se puede decir que en España se entiende por GD [6]:

- Pequeña potencia y ubicación en puntos cercanos al consumo.
- Estar conectada a la red de distribución.
- Es frecuente que una parte de dicha generación sea consumida por la misma instalación y el resto se exporte a una red de distribución.
- No existe una planificación centralizada de dicha generación y no suele despacharse centralizadamente.
- La potencia de los grupos suele ser menor de 50MW.
- La GD no controlada se considera aquella de potencia menor o igual a 10MW.

En el contexto de la generación distribuida, surge el concepto de **microrred**. Una microrred es un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor. [8] La coordinación del sistema incluye coordinación de los dispositivos de control y protección así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente.

Desde el punto de vista de red eléctrica general, la microrred es un único sistema que se comporta como un ciudadano ejemplar. A pesar de que la microrred pueda estar compuesta por múltiples generadores, cargas y unidades de almacenamiento de energía, se comporta bien como un generador controlado o bien como una carga controlada desde el punto de vista de la red eléctrica general. [5]

En relación a la **tipología de red eléctrica de una microrred**, ésta puede ser una red de corriente continua, una red de corriente alterna o incluso una red de corriente alterna de alta frecuencia. El sistema puede ser monofásico o trifásico y puede conectarse en nivel de baja o media tensión a la red eléctrica general. Respecto a los **modos de operación**, la microrred puede operar interconectada a la red eléctrica general, a través de uno o varios PCC (*Point of Common Coupling*) o bien puede operar de forma aislada. Los requisitos operacionales en caso uno de estos modos de operación son diferentes y las especificaciones de control y estabilidad también divergen. [5]

Una de las principales fortalezas de las microrredes es su capacidad de operar de forma aislada cuando existe algún defecto o pérdida de suministro por parte de la red eléctrica general de distribución. Este modo de operación se denomina **operación en isla** ya que la microrred se desconecta de la red general y se convierte en una isla integrada por DG y consumidores. [5] Esta capacidad de operación de forma aislada y autónoma repercute favorablemente en la **calidad y la fiabilidad de suministro eléctrico**. [9] Dado que el consumidor final tendrá garantizada la continuidad de suministro, a pesar de discontinuidades en el suministro eléctrico de la red general asociadas a faltas, operaciones de mantenimiento y huecos de tensión.

La creciente integración de microrredes en el sistema eléctrico no se concibe sin la transformación de la red eléctrica actual en una red eléctrica inteligente, o también denominada Smart Grid. El concepto de **Smart Grid** hace referencia a una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores, y sistemas generadores/consumidores como las microrredes. El objetivo de esta integración inteligente es suministrar la energía eléctrica de forma eficiente, sostenible y económicamente rentable. [10]

La **integración inteligente de las microrredes** en la red eléctrica requiere el conocimiento del estado actual y de la previsión de operación de los elementos de la microrred y de las posibles interacciones de la microrred con la oferta / demanda de la red eléctrica general. Por todo esto, resulta imprescindible la implantación de un sistema de intercambio de comunicación interno, entre los elementos que constituyen la microrred, y con la red eléctrica general para optimizar su integración y control coordinado.

3.2. Tecnologías de generación energética distribuida

A continuación se presenta una revisión de las principales **características técnicas** de las **tecnologías de generación distribuida susceptibles de integración en microrredes urbanas o de distrito**. [6, 11]

La **tecnología MACI (Motores Alternativos de Combustión Interna)** es una tecnología madura comúnmente utilizada para GD. Se utilizan esencialmente dos tipos de motores: motor de gas natural y generador diesel. La rango de potencia de esta tecnología es amplia desde 15kW hasta 20,000kW; emplean diesel, gasóleo o gas natural; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; la temperatura de los gases de combustión es de 400°C; tiene un bajo coste de inversión de capital, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, tecnología compacta, rango de operación alta, alta capacidad de regulación, conversión eléctrica relativamente elevada y robustez en su operación. Su principal desventaja son las altas emisiones de NO_x.

Las **turbinas de gas** han tenido un gran desarrollo gracia a la industria aeronáutica. Su elevada eficiencia y fiabilidad sitúan esta tecnología como una excelente alternativa para aplicaciones de GD. El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse otro tipo de combustible como gas licuado de petróleo o diesel. Sus capacidades varían desde 265kW a 50,000kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencia térmicas del 55%; los gases de combustión tiene una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo coste de inversión, un tiempo de arranque corto, y son muy equipos muy compactos. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor.

Las **microturbinas de gas** son turbinas de combustión constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente integrados en un único eje. Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños y presentan menores emisiones que una turbina de gas. Sus principales características son: rango de 15kW a 300kW en una sola unidad; mantenimiento mínimo, tecnología compacta y alta versatilidad de combustibles (gas natural, keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano y biomasa).

Las **pilas de combustible** son unos dispositivos capaces de convertir la energía química, directamente, en energía eléctrica. Esta tecnología se basa en una reacción química en la que a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Las pilas de combustible poseen una eficiencia de conversión muy alta comparadas con tecnologías convencionales (35%-65%). Su eficiencia limita las emisiones de CO₂ y su robustez permite una gran seguridad de suministro. La pila puede funcionar de modo continuo e ininterrumpido. Múltiples combinaciones de combustible y oxidante son factibles. A continuación se enuncian las opciones tecnológicas más maduras: PEMSFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), AFC (Alkaline Fuel Cell), PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell), RFC (Regenerative Fuel Cell), (DMFC – Direct methanol Fuel Cell), (MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell), (SOFC – Solid Oxid Fuel Cell).

En relación a las **tecnologías de generación energética distribuida basadas en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables** destacan la tecnología eólica y fotovoltaica para la producción eléctrica y la tecnología solar térmica. Otras tecnologías basadas en el aprovechamiento del recurso geotérmico de alta entalpía, la gasificación de biomasa, la energía mini hidráulica o la energía marina no registran una fuerte penetración en el contexto de las microrredes energética urbanas por motivos diversos asociados principalmente a la escasa disponibilidad de recurso energético en el ámbito urbano.

La **tecnología eólica** usa la energía del viento y la transforma en energía eléctrica. La potencia de los generadores eólicos se sitúa actualmente entre 1kW (mini-eólica) y superior a 2MW. Se trata de una tecnología madura y robusta que muestra unos índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%. Existen dos tecnologías de transformación de la energía mecánica de las palas en energía eléctrica: generador síncrono y generador asíncrono. La conexión a la red de distribución se realiza mediante generadores de inducción o por vía de inversores. Esto permite regular la tensión de salida modificando el consumo o generación de energía reactiva. Los generadores también pueden regular la producción de potencia activa gracias a al control del ángulo de ataque. Esta evolución tecnológica permite la prestación de servicios de soporte a la red a la que está conectada la instalación.

La **tecnología fotovoltaica** consiste en el aprovechamiento de la radiación solar para la producción de energía eléctrica. Su principio de operación se basa en el efecto fotoeléctrico. En la actualidad, las tecnologías más empleadas para la construcción de los paneles fotovoltaicos son de silicio cristalino y capa fina. La tecnología fotovoltaica cristalina representa alrededor del 80% del mercado (50% - policristalinos; 42.2% - monocristalinos) y presenta una eficiencia de producción eléctrica entre el 14% y el 22%. La capa fina tiene una representación del 6.9% en el mercado, y es previsible que esta cuota aumente por sus menores costes de inversión y el mayor margen de aumento de la eficiencia respecto a la cristalina. La tecnología de silicio amorfo representa en torno al 4.6%, la tecnología CIS y CIGS es del 2.3%. El carácter modular de la tecnología fotovoltaica permite una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación y tiene un amplio margen de aplicaciones.

La **tecnología solar térmica** se basa en el aprovechamiento del recurso solar para la producción de energía térmica. La captación de la energía solar se basa en la circulación de un fluido caloportador (agua, vapor, aceite sintético) a través de los captadores solares (solar plano, tubo de vacío, Fresnel) que permiten el calentamiento del fluido caloportador a partir de la radiación solar. Esta tecnología registró un fuerte desarrollo gracias a la obligatoriedad de su integración en edificios de nueva construcción para el aporte a ACS. [12]

La integración de **configuraciones tecnológicas basadas en cogeneración** (MACI, turbina de gas, micro-turbina de gas) es una de mejores opciones tecnológicas en el ámbito de las microrredes urbanas dado que su **producción eléctrica es totalmente regulable** mediante el control de combustible fósil. La **eficiencia energética** de esta configuración tecnológica es elevada gracias al aprovechamiento in-situ del calor residual de los gases de escape y de refrigeración del motor en aplicaciones de calefacción (cogeneración) y/o de refrigeración

(trigeneración). Son tecnologías que presentan una **elevada madurez tecnológica, robustez y fiabilidad de operación**.

Se prevé que el nivel de implantación de las **tecnologías de generación distribuida basadas en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables** registre una tendencia creciente en los próximos años, dada la tendencia alcista del precio de combustibles fósiles y la reducción en los costes de inversión en estas tecnologías por su madurez tecnológica. La selección entre las diversas tecnologías dependerá de condiciones geográficas y climáticas que determinan el rendimiento y el nivel de producción energético anual.

El contexto del proyecto contempla microrredes termoeléctricas en un ámbito urbano. Por motivos de mayor madurez tecnológica y de mercado, robustez, fiabilidad y disponibilidad recurso energético renovable, se han seleccionado las siguientes tecnologías como objeto de estudio en el proyecto: cogeneración basada en MACI a partir de gas natural, tecnología fotovoltaica y tecnología solar térmica.

3.3. Tecnologías de almacenamiento de energía

El objetivo de este apartado es identificar las **tecnologías de almacenamiento de energía** susceptibles de **integración en un entorno de microrred urbana o de distrito para la gestión energética a corto y medio plazo**.

La aplicabilidad de las tecnologías de almacenamiento depende fundamentalmente de dos parámetros: **tiempo de descarga** que es un parámetro relacionado con la capacidad de transmisión de potencia **y contenido energético promedio de los dispositivos de almacenamiento**. La siguiente figura muestra gráficamente el campo de actuación de diversas tecnologías en función de estos dos parámetros.

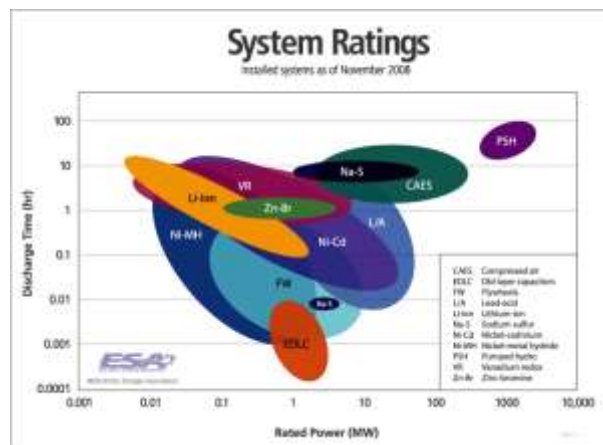


Figura 2. Mapa de distribución de tecnologías de almacenamiento en función del tiempo de descarga y la capacidad energética promedio. Fuente: [13]

La figura anterior muestra una gran diversidad en los valores de las propiedades de las tecnologías de almacenamiento.

En este sentido, la siguiente tabla muestra los valores de densidad de potencia, densidad de energía y tasa de auto-descarga diaria para diversas tecnologías de almacenamiento energético.

Tecnología		Densidad de potencia [W/kg]	Densidad de energía [Wh/kg]	Tasa de auto descarga diaria
Batería	Plomo-Ácido	75-300	30-50	0,1 – 0,3 %
	NiCd	150-300	50-75	0,2 – 0,6%
	NaS	150-230	150-240	20%
	ZEBRA	150-200	100-120	15%
	Li-ion	150-315	75-200	0,1 – 0,3%
Baterías de flujo	VRB	-	10-30	Despreciable
	ZnBr	-	30-50	Despreciable
	PSB	-	-	Despreciable
Volantes de inercia		400-1.500	10-30	100%
Condensadores		100.000	0,05-5	40%
Supercondensadores		100.000	2,5-15	20 – 40%
Superconductores		500-2.000	0,5-5	10 – 15%

Tabla 1. Comparativa de densidad y potencia energética para diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Fuente: [14]

Por una parte, la densidad energética de las tecnologías superconductores, condensadores y supercondensadores así como de los volantes de inercia es muy baja. Sin embargo, su densidad de potencia es elevada lo cual implica que estas tecnologías son adecuadas para aplicaciones de calidad de suministro con alta tasa de transferencia de potencia y cortos tiempo de respuesta. Por otro lado, las baterías y baterías de flujo, presentan niveles medios de densidad de potencia y de energía, destacando las baterías ZEBRA y NaS por su elevada densidad energética.

En relación a la tasa de auto descarga diaria, aquellas tecnologías de almacenamiento cuya tasa de auto descarga diaria es inferior al 1% tales como las baterías de plomo-ácido, NiCd, Li-ion, baterías de flujo VRB, ZnBr, PSB, son idóneas para el almacenamiento a medio-largo plazo del orden de decenas de días. Las baterías NaS y ZEBRA registran una tasa de auto descarga muy elevada dada su elevada temperatura de operación. Las baterías NaS, ZEBRA y los superconductores, condensadores y supercondensadores registran tasas entre el 10% y el 40% y, por lo tanto, estas tecnologías son adecuadas para el almacenamiento de energía en el corto plazo, del orden de horas. La tasa de auto descarga de los volantes de inercia indica que la energía almacenada se perderá si el período de almacenamiento es superior a un día. Estos dispositivos son adecuados para el almacenamiento de energía en el orden de minutos.

En función de las características tecnológicas analizadas viene determinada la viabilidad técnico-económica de cada tecnología en determinadas aplicaciones: aplicaciones que requieran alta potencia o bien para aplicaciones que requieran alta energía. En función de su funcionalidad, las tecnologías de almacenamiento se pueden clasificar en dos categorías: [13]

- **Calidad de suministro y fiabilidad:** esta aplicación tiene como objetivo garantizar la continuidad y calidad de suministro ante perturbaciones en la red (picos y huecos de

tensión, cortes de suministro, fenómenos transitorios). Las tecnologías de almacenamiento idóneas para esta aplicación son aquellas que tienen un tiempo corto de descarga, alta potencia de transmisión y bajo contenido energético: condensadores y supercondensadores, superconductores, volantes de inercia y baterías.

- **Gestión energética:** esta aplicación tiene como objetivo desacoplar temporalmente la producción y el consumo, permitiendo con ello mejorar la gestión de la producción energética renovable no regulable y aumentar la autonomía de la microred respecto a la red general de distribución. Las tecnologías de almacenamiento idóneas para esta aplicación son aquellas que tienen un alto contenido energético a pesar de que su tiempo de respuesta sea mayor: baterías electroquímicas, baterías de flujo, centrales hidroeléctricas de bombeo, sistemas de almacenamiento de aire comprimido.

La siguiente figura muestra esquemáticamente esta clasificación de tecnologías de almacenamiento.

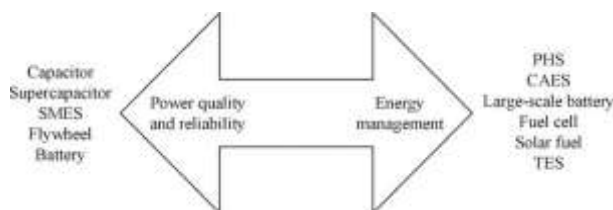


Figura 3. Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía según su funcionalidad. Fuente: [14]

Dado que el presente proyecto se enfoca en la gestión energética de microrredes en entornos urbanos, exclusivamente se revisarán aquellas tecnologías maduras susceptibles de integración en el entorno de microrredes urbanas para la aplicación de gestión energética. A continuación se presenta el principio de funcionamiento y las características tecnológicas principales de estas tecnologías. [14, 15]

Las **baterías electroquímicas** consisten en el almacenamiento de energía eléctrica en forma de energía química. Se componen por una o varias celdas electroquímicas y cada una de ellas consiste en un electrolito, un electrodo positivo (ánodo) y un electrodo negativo (cátodo). Durante la descarga, se producen reacciones electroquímicas en los dos electrodos y se genera un flujo de electrones a través de un circuito externo. Las reacciones químicas son reversibles, permitiendo que la batería se recargue mediante la aplicación de una diferencia de potencial en los electrodos. Las baterías responden rápido ante cambios de carga mejorando la estabilidad del sistema y registran alta eficiencia (60-95%). Sin embargo, su implantación a gran escala está limitada por su baja densidad energética, altos costes de mantenimiento, corta vida útil y capacidad de descarga limitada. Actualmente, las tecnologías de almacenamiento eléctrico en baterías electroquímicas tecnológicamente maduras son las siguientes: plomo-ácido, níquel-cadmio (NiCd) y las de iones de litio (Li-ion) así como las baterías de sal fundida Sodio-Azufre y Zebra (NaNiCl).

Las **baterías de flujo** son un tipo de baterías en las que el electrolito contiene en disolución una o varias especies electroactivas que circulan a través del reactor convirtiéndose la energía química en energía eléctrica. Las reacciones que se producen en el reactor son reversibles y, por tanto, las baterías pueden cargarse, descargarse y recargarse. Este hecho fundamental las diferencia de las pilas de combustible. A diferencia de las baterías convencionales, las baterías

de flujo almacenan energía en las soluciones del electrolito. El electrolito se almacena externamente, generalmente en tanques y se bombea cuando es requerido a través del reactor. En estos dispositivos, la capacidad de almacenamiento depende del volumen de electrolito almacenado y la potencia de transferencia energética depende del área efectiva de las celdas. Actualmente se distinguen tres tipos de baterías de flujo implantadas en proyectos demostrativos o de investigación: VRB (Vanadium redox battery), ZnBr (Zinc bromine battery) y PSB (Polysulphide bromide battery).

Según la **madurez tecnológica**, las tecnologías de almacenamiento de energía se pueden clasificar en tres categorías: tecnologías maduras, tecnologías desarrolladas y tecnologías en fase de desarrollo.

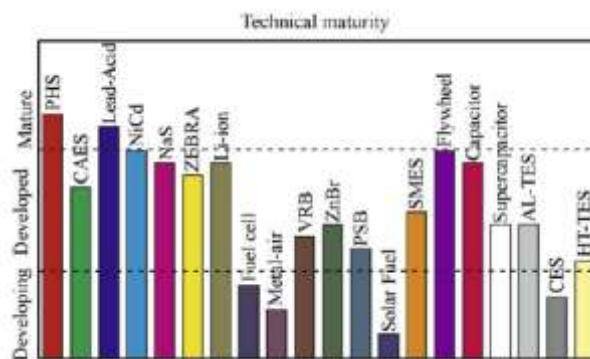


Figura 4. Madurez tecnología de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica. Fuente:[14]

Según el nivel de madurez tecnológica, se concluye que las baterías de plomo-ácido es la tecnología más madura y ha sido utilizada durante más de 100 años, mientras que baterías (NiCd, NaS, Zebra, Li-ion), baterías de flujo (VRB, ZnBr, PSB) son técnicamente viables pero que su aplicación no está todavía generalizada.

En relación a la eficiencia del ciclo de carga-descarga, entendido como el cociente entre la energía eléctrica suministrada al dispositivo de almacenamiento en un ciclo completo de carga dividido por la energía eléctrica obtenida en un ciclo completo de descarga. La siguiente figura muestra gráficamente la eficiencia del ciclo de carga-descarga para las diversas tecnologías.

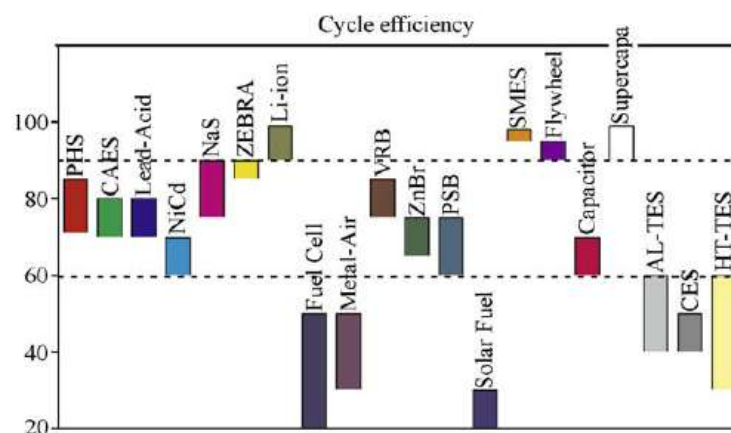


Figura 5. Eficiencia del ciclo completo de carga-descarga para diversas tecnologías de almacenamiento. Fuente: [14]

La figura anterior muestra que las baterías Li-ion tienen muy alta eficiencia, mientras que el resto de baterías electroquímicas y de flujo tienen valores de eficiencia comprendidos entre el 60% y el 90%.

La vida útil de las tecnologías de almacenamiento se puede indicar por el número de años naturales o mediante el número de ciclos equivalentes durante los cuales el dispositivo estará operativo. Las tecnologías de almacenamiento objeto de análisis presentan una vida útil limitada asociada al deterioro químico de las unidades con el tiempo. La siguiente tabla muestra la vida útil para las diversas tecnologías objeto de estudio y se comprueba que las baterías de flujo tienen una mayor vida útil que las baterías:

Tecnología		Vida útil [años]	Ciclos equivalente [ciclos]
Baterías	Plomo-Ácido	5-15	500-1.000
	NiCd	10-20	2.000-2.500
	NaS	10-15	2.500
	ZEBRA	10-14	2.500+
	Li-ion	5-15	1.000-10.000
Baterías de flujo	VRB	5-10	12.000+
	ZnBr	5-10	12.000+
	PSB	10-15	-

Tabla 2. Comparativa de vida útil para diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.

Fuente: [14]

Además de los parámetros tecnológicos analizados anteriormente tales como la eficiencia del ciclo y la vida útil, los parámetros de **coste de inversión por unidad de potencia eléctrica transferida** y **coste de inversión por unidad de energía almacenada** determinan el grado de implantación de una determinada tecnología de almacenamiento en el sistema eléctrico.

Tras la revisión de los parámetros tecnológicos y económicos influyentes en el grado de implantación de las tecnologías de almacenamiento eléctrico, se concluye que las **tecnologías de almacenamiento susceptibles de integración a medio plazo** en el ámbito de la gestión energética en microrredes urbanas son las baterías (Plomo-ácido, NiCd, NaS, ZEBRA, Li-ion). En el **largo plazo**, las baterías de flujo (VRB, ZnBr, PSB) serán susceptibles de utilización para aplicaciones de gestión energética, sin embargo, actualmente esta tecnología no está lo suficiente madura.

En el contexto del proyecto, se aborda el desarrollo de metodologías de gestión energética en microrredes enfocado desde el punto de vista de la influencia de la interacción de la microrred con la red de distribución en términos de la sostenibilidad energética, ambiental y económica. **La integración de almacenamiento distribuido en la configuración de la microrred constituye una línea de trabajo futuro en este proyecto y, por tanto, queda fuera del alcance actual.**

3.4. Integración del vehículo eléctrico

Los vehículos eléctricos (**EV - Electric Vehicles**) y los vehículos eléctricos híbridos enchufables (**PHEV – Plug In Hybrid Electric Vehicles**) son vehículos que consumen electricidad o electricidad y combustible fósil, respectivamente. En relación a los sistemas de almacenamiento, en la actualidad comparando la madurez y aplicación de las diferentes alternativas de almacenamiento de energía, los sistemas basados en baterías de Ión Litio son los que tienen una mayor presencia en el mercado.

La integración de los vehículos en la red tendrá consecuencias en la red eléctrica a todos los niveles (transporte y distribución) y el impacto dependerá del tipo de recarga (rápida, convencional). Al mismo tiempo, esta integración representa una oportunidad para mejorar la gestión energética de la red ya que la mayoría de los vehículos están la mayor parte de su vida útil aparcados y, por tanto, se pueden gestionar como almacenamiento distribuido.

La integración de vehículos eléctricos en red representa una oportunidad para gestionar los picos de demanda energética desplazando los consumos a horas valle y permite almacenar el excedente de producción renovable. Estas funcionalidades son especialmente interesantes en el contexto de las microrredes.

La integración óptima de los vehículos EV y PHEV en el entorno de las microrredes urbanas o de distrito implica su gestión como una **carga inteligente** que **consume energía** o bien **inyecta energía previamente almacenada en sus baterías** en función de parámetros técnicos (generación y consumo de la microrred, calidad de suministro y fiabilidad) y económicos (mercado eléctrico). Actualmente la gestión de los EV, PHEV como cargas inteligentes requiere de desarrollo tecnológico en términos de servicio del vehículo a la red. [16]

Actualmente no se ha establecido regulación al respecto que defina las condiciones técnicas y administrativas para la prestación de servicios desde el vehículo a la red. Además, actualmente el elevado coste de las baterías y el hecho de que su vida útil dependa del número de ciclos de carga y descarga, limitan la aplicación de este servicio en el corto plazo.

3.5. Proyectos demostrativos de implantación de microrredes

La finalidad de este punto consiste en revisar algunas de las **experiencias reales de implantación de microrredes a nivel europeo** y caracterizar cada una de las instalaciones con el objetivo de obtener una visión global de la situación actual en Europa. Esta información, constituye la base para el diagnóstico de la situación actual en relación al diseño de microrredes. A nivel mundial existen múltiples experiencias demostrativas de la implantación de microrredes. En **América** destacan las siguientes instalaciones: AEP CERTS , Mad River, BC Hydro Boston. En **Asia** destacan las siguientes instalaciones: Japón (Shimizu, Hachinohe, Kyoto Eco-Energie, Aichi) y Hsinchiang en China.

3.5.1. Microgrid - SmartCity Málaga

El proyecto SmartCity Málaga tiene como finalidad integrar de forma óptima las fuentes de energía renovables en la red eléctrica, acercando la generación al consumo a través del establecimiento de nuevo modelos de gestión de la microgeneración eléctrica. Se gestionarán sistemas de almacenamiento energético en baterías para facilitar su consumo posterior en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Y se potenciará el uso de coches eléctricos con la instalación de postes de recarga y la implantación de una flota de vehículos. [10]

El objetivo final del proyecto consiste en demostrar cómo es posible conseguir, con el desarrollo de estas tecnologías, un **ahorro energético del 20%**, así como la reducción de emisiones de más de 6.000 toneladas de CO₂ al año. La ubicación seleccionada para el caso demostrador se sitúa en Málaga. La instalación actual en la que se implantará el caso demostrador suministra servicio a 12.000 clientes, dispone de cinco líneas de media tensión, cuenta con 59 centros de transformación MT/BT y tiene una potencia instalada total de 35MVA. El sector de estudio registra un consumo actual de 70 GWh anuales, lo que supone una emisión de 28.000 toneladas de CO₂ anualmente. En relación a la integración de tecnologías de generación en baja tensión, se contempla la implantación de instalaciones fotovoltaicas y solares térmicas en edificios públicos. También se contempla la integración de generación en media tensión mediante una instalación de trigeneración de 2.74MW.

3.5.2. Labein Experimental Centre

En el marco del proyecto europeo “More Microgrids”, el instituto de investigación Labein ha implantado un microrred compuesta por las siguientes tecnologías de producción energética: generadores fotovoltaicos, generador diesel, microturbina y aerogenerador. Además, la microrred integra las siguientes tecnologías de almacenamiento de energía: batería electroquímica, ultracapacitador y volantes de inercia. La microrred se encuentra interconectada a la red eléctrica general a través de dos transformadores de 1250kVA. La siguiente figura representa esquemáticamente esta microrred.

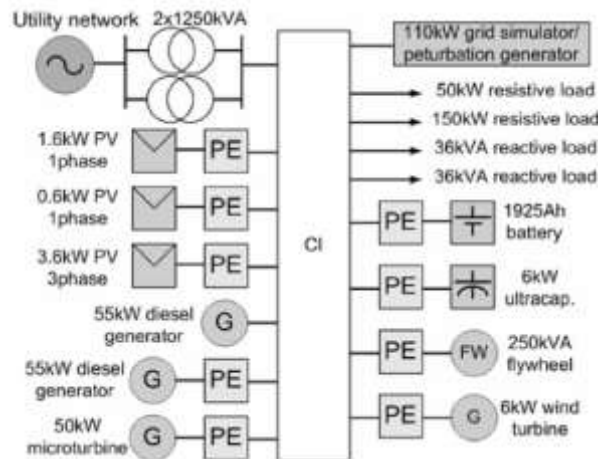


Figura 6. Esquema de la Microrred Labein Experimental Centre. Fuente: [17]

3.5.3. Kythnos

La microrred instalada en Kynthos, isla del archipiélago de las islas Cícladas del Mar Egeo, fue construida en el marco de los proyectos parcialmente financiados por la Comisión Europea (PV-MODE, JOR3-CT98-0244 y MORE, JOR3CT98-0215) [18]. La instalación está en marcha desde 2003. La microrred se sitúa a 4km. de la red pública de media tensión y, por tanto, opera de forma aislada. La instalación proporciona suministro eléctrico a doce casas.

Se trata de una red monofásica compuesta por líneas aéreas y una infraestructura de comunicaciones desplegada en paralelo a la infraestructura eléctrica. El sistema está compuesto por 10kWp de generación fotovoltaica, un banco de baterías con capacidad nominal de 53kWh y un generador diesel de potencia nominal 5kVA [9]. La microrred también cuenta con un sistema secundario responsable de proporcionar la energía necesaria al sistema de monitorización y de comunicación de la microrred. El subsistema secundario está compuesto por 2kWp de generación fotovoltaica situada en el tejado del centro de control de la microrred y conectado a un inversor Sunny-island y a un banco de baterías de 32kWh [18]. La siguiente figura representa esquemáticamente la microrred de Kynthos.

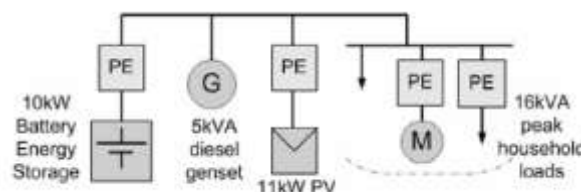


Figura 7. Esquema de la Microrred piloto de Kythnos. Fuente: [17]

3.5.4. Am Steinweg

La microrred instalada en la localidad alemana de Am SteinWeg representa un segmento de red residencial típica. La microrred suministra energía a los 400 habitantes de la localidad. La red está integrada por consumidores residenciales o domésticos y pequeños generadores distribuidos en la red de baja tensión que interconecta con la red general de distribución a través de un único transformador.

3.5.7. Continuum Holiday Park

En el marco de un parque edificatorio vacacional en los países bajos constituido por 200 viviendas unifamiliares, se ha implantado una microrred. La mayoría de las viviendas unifamiliares disponen de generación fotovoltaica conectada a la red general de distribución mediante un transformador de baja a media tensión [9, 17]. Durante las horas centrales del día, el consumo en las viviendas es reducido y, por tanto, la producción fotovoltaica se inyecta en la red de media tensión. La agregación de los generadores distribuidos en la microrred ha permitido mejorar la gestión energética de la producción fotovoltaica, la calidad de suministro eléctrico así como su interacción con la red.

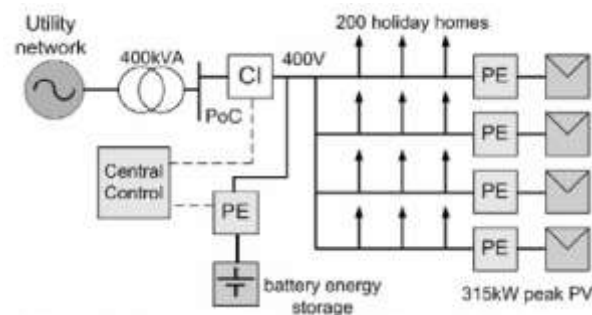


Figura 9. Esquema de la Microrred Continuum Holiday Park. Fuente: [17]

3.5.8. EDP Feeder

La empresa distribuidora portuguesa EDP está en proceso de renovar el tramo final de una línea de distribución de 200kVA, 400V, trifásica y topología radial en la localidad de Frielas con objeto de implantar una instalación demostrativa en el campo de las microrredes.

Se trata de un caso muy particular en el que sólo existe un generador de energía, cuya potencia supera la potencia de consumo pico [17]. La siguiente figura muestra conceptualmente la microrred de EDP.

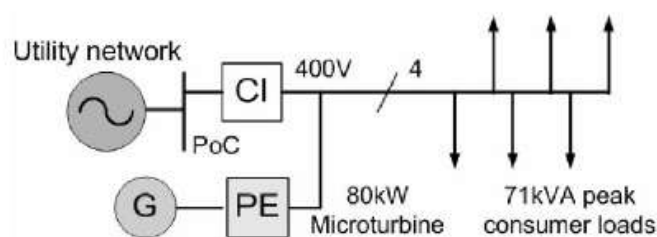


Figura 10. Esquema de la Microrred EDP Feeder. Fuente: [17]

3.5.9. CESI

La microrred CESI situada en Milán (Italia) constituye una instalación demostrativa en el marco del proyecto "More Microgrids". Mediante esta instalación se pretende caracterizar el comportamiento de una gran variedad de tecnologías de generación distribuida, así como caracterizar el comportamiento del control local de la microrred ante perturbaciones de la red eléctrica general y ante la transición al modo de operación en isla y sus efectos sobre la calidad de suministro [17].

Esta microrred está constituida por las siguientes tecnologías generadoras de energía: generador a partir de biomasa, fotovoltaico, eólico, diesel, microturbina de gas, pilas de combustible y máquina Stirling. Además la microrred integra las siguientes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica: batería de plomo ácido, baterías zebra y volantes de inercia.

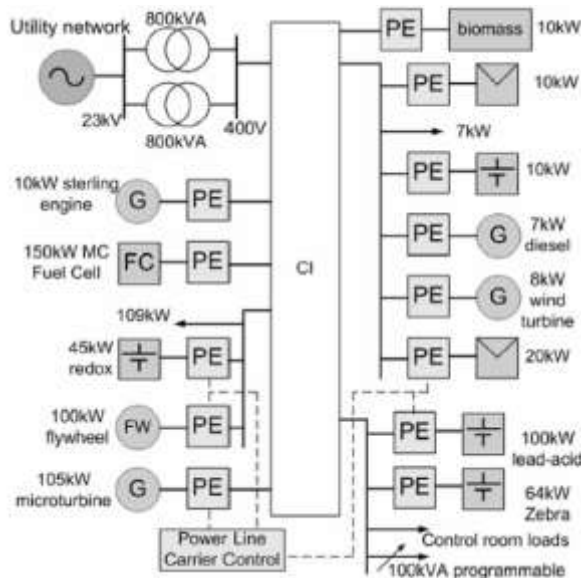


Figura 11. Esquema de la Microrred CESI. Fuente: [17]

3.5.10. Diagnóstico

La siguiente tabla resume las principales características técnicas de la revisión anterior.

MICRORRED	POTENCIA EN PCC	GENERACIÓN	ALMACENAMIENTO
Smart City – Málaga	35 MVA 12.000 consumidores	- Trigeneración	- Baterías - PHEV
Labein	2,5 MVA	- Fotovoltaica - Diesel - Microturbina - Aerogenerador	- Baterías - Supercondensador - Volante de inercia
Kythnos	Red aislada [0,015 MW]	- Fotovoltaica - Diesel	- Baterías
Am Steinweg	400 consumidores	- Cogeneración - Fotovoltaica	- Batería Plomo ácido
Mannheim	1.220 consumidores	- Fotovoltaica	- No dispone
Demotec	0,575 MVA	- Fotovoltaica - Diesel - Cogeneración - Aerogenerador	- Baterías
Continuon	0,4MVA-200consumidor	- Fotovoltaica	- Baterías
CESI	1,6 MVA	- Biomasa - Fotovoltaica - Diesel - Aerogenerador - Microturbina - Pila de combustible - Motor stirling	- Baterías - Baterías de flujo ZEBRA - Baterías de flujo redox - Volante de inercia
EDP Feeder	0,2 MVA	- Microturbina	- No dispone

Tabla 3. Resumen de características tecnológicas de las instalaciones de las instalaciones de microrredes en Europa. Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis de la información presentada anteriormente, se comprueba que la **potencia máxima de interconexión** con la red de distribución es de 35MVA mientras que la **potencia media de interconexión** es de 5,75MVA.

En relación a las **tecnologías de generación distribuida**, predominan las tecnologías fotovoltaica y de cogeneración, así como los generadores diesel como sistema energético de soporte. Este hecho confirma la mayor madurez tecnológica y la adecuación de estas tecnologías al contexto de la generación energética distribuida.

En relación al análisis sobre la integración de tecnologías de almacenamiento eléctrico, se comprueba que mayoritariamente las microrredes existentes integran tecnologías de almacenamiento para la mejora de la gestión energética. En este sentido, la **tecnología de almacenamiento predominante** es la batería electroquímica, a pesar de que algunas instalaciones demostradoras también incluyen baterías ZEBRA. La penetración de tecnologías de almacenamiento para soporte de calidad de suministro y transiciones de estado es notablemente inferior a la penetración de tecnologías para la gestión energética.

Como conclusión general, se detecta que el diseño y dimensionado de las tecnologías energética integradas en la microrred **no sigue una metodología establecida** ni parece tener en consideración la posible estrategia de gestión energética de la microrred en referencia a los consumos y su posible interrelación con la red de distribución. En relación a la gestión energética de la microrred y su interacción con la red de distribución, en caso de microrredes con posibilidad de interconexión, se supone que en cada caso se ajusta a la normativa vigente en cada país y no se hace una referencia expresa sobre este asunto.

4. REVISIÓN DE ESTADO DEL ARTE

4.1. Metodologías de configuración y gestión de microrredes energéticas

La planificación óptima de la integración de generación eléctrica distribuida en redes de distribución ha sido un problema clásico muy estudiado por la comunidad científica. [11, 20] Esta planificación óptima incluye (i) la determinación de la óptima localización del punto de conexión del generador distribuido en la red y (ii) el dimensionado de la potencia de generación a instalar.

Los **criterios de diseño y gestión** normalmente analizados son: reducción de pérdidas en las líneas, mejora del perfil de tensión, aumento de la eficiencia energética, maximización de la fiabilidad y seguridad del sistema, mejora de la calidad de suministro y minimización de la congestión de las líneas.

Recientemente, se han publicado diversos estudios que analizan la optimización de la configuración de microrredes energéticas (estructura, diseño y operación) bajo criterios de sostenibilidad energética, medioambiental y económica. A continuación se presenta un breve resumen de los más relevantes para el desarrollo de este proyecto.

[21] demuestra que la óptima selección de los generadores eléctricos renovables y los sistemas de almacenamiento en una microrred eléctrica con interconexión a red conjuntamente con la optimización de la operación de los componentes implica una importante reducción en el coste a lo largo de la vida útil de la microrred y una reducción de emisiones asociadas. Se presentan los resultados de la metodología aplicada en el contexto de una microrred destinada al suministro energético en un campus universitario de Canadá.

[1] sugiere el concepto de ecodiseño de la red de distribución para su adecuación a los requisitos de integración de energías renovables y eficiencia energética asociados a la implantación de edificios de energía casi nula (NZEB), al mismo tiempo que se garanticen los requerimientos de seguridad y calidad de suministro que aseguren la operatividad técnica de la red eléctrica.

[22, 23, 24, 25, 26] presentan una metodología para el modelado y la optimización de sistemas energéticos incluyendo múltiples recursos y vectores energéticos (electricidad, combustibles fósiles, redes de distrito de calor y de frío). La metodología considera el modelado de tecnologías de conversión, almacenamiento y transmisión de múltiples vectores energéticos basándose en el concepto de "Energy Hubs". Se aplica la metodología para la optimización del diseño y operación de sistemas energéticos que integran múltiples recursos y vectores energéticos.

[27] aborda la optimización de la configuración, diseño y operación de los componentes de microrredes termoeléctricas basadas en energías renovables con el objetivo de minimizar el valor actual neto de la inversión considerando todo el ciclo de vida del sistema.

Se evalúan las emisiones de CO₂, CO, inquemados, partículas, SO₂ y óxidos de nitrógeno asociadas a los diversos sistemas energéticos evaluados. Se considera un hipotético escenario de comunidad rural en Canadá como caso de estudio. Los resultados se obtienen a través del software HOMER.

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), desarrollado por U.S. National Renewable Energy Laboratory. [28] HOMER es un asistente de diseño de sistemas eléctricos que facilita la comparación entre diversas tecnologías de generación eléctrica para un amplio rango de aplicaciones. La aplicación informática modela el comportamiento del sistema de potencia y el coste a lo largo de su ciclo de vida, que consiste en el coste de instalación y de operación del sistema a lo largo de toda su vida útil.

El programa HOMER puede optimizar sistemas híbridos compuestos por generador fotovoltaico, baterías, aerogeneradores, turbinas hidráulicas generador AC, pila de combustible, electrolizador, tanque de combustible y conversor bidireccional AC-DC. Las cargas pueden ser AC, DC y/o cargas de hidrógeno, así como cargas de calor.

HOMER realiza principalmente tres procesos: simulación, optimización y análisis de sensibilidad. La **simulación** se realiza utilizando intervalos de 1h, durante los que todos los parámetros (consumos, potencias de las diversas fuentes, etc.) permanecen fijos. La **optimización** se realiza mediante el método enumerativo, es decir, se evalúa el comportamiento de todas las posibles combinaciones de tecnologías para el diseño del sistema híbrido y las posibles estrategias de operación y gestión de la energía. El **análisis de sensibilidad** permite evaluar los efectos asociados a la incertidumbre de recurso renovable o a cambios en las variables del sistema sobre las cuales el diseñador no tiene control, tales como velocidad media del viento, escenarios de evolución de precios, etc. La siguiente figura muestra la relación conceptual existente entre los procesos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad en la aplicación HOMER.

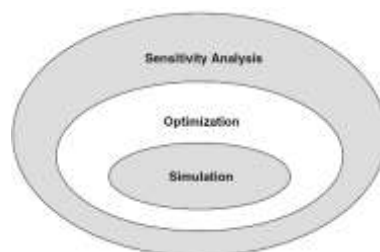


Figura 12. Programa HOMER: relación conceptual entre los procesos de simulación, optimización y análisis de sensibilidad. Fuente: [29]

[4] presenta una metodología para la optimización del diseño y operación de sistemas de generación combinada de calor, frío y electricidad (CHCP) incluyendo sistemas de almacenamiento térmico para el suministro energético a una microrred termoeléctrica que abastece a un conjunto de edificios. La metodología de optimización considera como función objetivo la maximización del valor actual neto (VAN) de la inversión e integra niveles mínimos de ahorro de energía primaria y eficiencia energética como limitaciones del algoritmo.

[30] propone una metodología para la optimización del diseño y la operación de una microrred termoeléctrica basada en una central de cogeneración mediante turbinas de gas, baterías para el almacenamiento eléctrico y almacenamiento térmico.

El autor presenta la aplicación de la metodología en el contexto del suministro energético a un complejo de edificios constituido por edificios de oficinas y residenciales.

[31] aborda la optimización termo-económica de un sistema energético distribuido CHCP para el suministro energético de un distrito urbano en Beijing. La metodología considera criterios termodinámicos, económicos y del impacto medioambiental asociados a las emisiones de CO₂ y NO_x.

[32] aborda la optimización del diseño y operación de un sistema energético urbano integrado responsable del suministro de electricidad, gas, refrigeración y calefacción a los clientes. Se considera una limitación relativa a las emisiones de CO₂ y se optimiza el diseño y la operación analizando el efecto de los escenarios de precios así como el impacto económico sobre los consumidores y la viabilidad económica de los promotores del sistema energético urbano.

Esta revisión del estado del arte demuestra que la **comunidad científica está trabajando intensamente en el desarrollo de metodologías para la configuración y gestión de microrredes energéticas**. La mayor parte de los artículos revisados tienen en consideración la **sostenibilidad económica o rentabilidad económica como criterio fundamental**, mientras que consideran la **sostenibilidad ambiental en términos de emisiones de CO₂ como criterio secundario**.

La herramienta **software HOMER©** permite analizar el comportamiento de diversas configuraciones energéticas propone la mejor solución en términos de VAN. Sin embargo, la estrategia de operación de las tecnologías de la microrred está predefinida en el modelo y no es editable por el usuario. Por tanto, no es aplicable en el marco del proyecto. También cabe destacar que son muchos los análisis que consideran **microrredes termoeléctricas**, de forma que se viabilice la integración de cogeneración como elemento productor de energía.

La mayor parte de los artículos revisados consideran la interrelación entre el diseño y dimensionado de los equipos, y el protocolo de operación o protocolo de gestión. A pesar de que el objeto del proyecto se centra exclusivamente en la gestión, cabe destacar la **mutua interrelación entre el diseño de la configuración energética y su operación**. Por esta razón, en el marco del proyecto se considerarán diversas configuraciones energéticas del sistema energético objeto de estudio.

4.2. Indicadores de sostenibilidad de sistemas energéticos

Se define un sistema energético como un sistema complejo cuyos límites de interrelación con el entorno pueden definirse de múltiples formas según el alcance del análisis a realizar. Desde una perspectiva generalista, se identifican las siguientes dimensiones de interrelación de un sistema energético con su entorno:

- **Dimensión energética:** un sistema energético conlleva la conversión de recursos energéticos (energía primaria o vectores energéticos) asociados a (1) la extracción y transporte de los recursos energéticos de entrada al sistema energético, (2) la fabricación de las instalaciones de producción energética y (3) la producción de energía final para la satisfacción de los servicios energéticos básicos de la sociedad.
- **Dimensión medioambiental:** el impacto medioambiental asociado al consumo de recursos energéticos del sistema (emisiones de gases de efecto invernadero-CO₂-, contaminación del aire-NO_x-, lluvia ácida-SO₂-, agotamiento de recursos energéticos fósiles) así como el impacto asociado flujos de materia asociadas al proceso de conversión energética (agua, productos químicos, residuos) son factores claves a considerar en la evaluación de la sostenibilidad de un sistema energético.
- **Dimensión económica:** todo sistema energético tiene asociado una inversión económica en la construcción de la planta, unos gastos anuales de operación y mantenimiento del sistema, unos ingresos asociados a la producción de energía final y un gasto asociado a la renovación de las instalaciones o su desmantelamiento al final de la vida útil. Todos estos factores determinan la viabilidad económica del sistema.
- **Dimensión social:** dado que cada sistema energético tiene una función social, la interrelación entre el nivel de bienestar de la sociedad y el diseño, operación y gestión de los sistemas energéticos constituye una dimensión esencial a considerar en procesos de planificación de sistemas energéticos municipales, urbanos, regionales e incluso estatales.

Un sistema energético que reduzca hasta niveles máximos el impacto sobre el medio ambiente y que garantice oportunidades para el desarrollo económico y social de una comunidad, considerando una visión a largo plazo constituye la base de sostenibilidad de un sistema energético.

El proceso de análisis de la sostenibilidad de sistemas energéticos requiere adoptar la visión de análisis del ciclo de vida. De esta forma, se evalúa la sostenibilidad de los sistemas energéticos a largo plazo considerando todas las fases de su vida, desde su construcción hasta su desmantelamiento. La siguiente figura muestra la metodología propuesta por [33] para el análisis del ciclo de vida de sistemas energéticos.



Figura 13. Etapas del ciclo de vida de sistemas energéticos. Fuente: [33]

La siguiente tabla muestra una recopilación de los indicadores de sostenibilidad energética, ambiental y económica utilizados en el contexto de la conceptualización, diseño y operación de sistemas energéticos.

INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD DE SISTEMAS ENERGÉTICOS	
ENERGÉTICA	Consumo Energía Primaria per cápita [Toe (p.e.) per capita]
	Índice de penetración de EERR [%]
	Eficiencia energética (%)
MEDIOAMBIENTAL	Huella ecológica [m2]
	Emissiones GEI per cápita [T. CO2eq./capita]
	Emissiones GEI per PIB [T. CO2eq./capita]
	Emissiones CO2 por unidad de energía útil [kgCO2/kWh]
	Emissiones NOx por unidad de energía útil [kgNOx/kWh]
	Emissiones SO2 por unidad de energía útil [kgSO2/kWh]
	Indicador de generación de residuos intensivo [kg/kWh]
	Intensidad de 'X' vector energético [kWh(X)/kWh]
	Eficiencia exergética (%)
	EROI "Energy Return On energy Investment" [%]
	EPBT "Energy Pay-Back Time" [años]
	Energy Internal Rate of Return [%]
ECONÓMICA	Coste de producción energética [€/kWhx]
	Inversión por unidad de potencia instalada [€/kW]
	VAN[€]
	TIR[%]
	LCOE "Levelized Cost of Energy Cost"
	LEC"Levelized Energy Cost" [€/kWh]
SOCIAL	Ratio empleo generado [%]

Tabla 4. Indicadores de sostenibilidad de sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se presenta una breve descripción de los indicadores de sostenibilidad energética presentados en la tabla anterior y se referencian publicaciones técnico-científicas que integran estos indicadores en sus metodologías de optimización de la conceptualización, diseño y operación de sistemas energéticos.

4.2.1. Indicadores de sostenibilidad energética

- **Consumo de energía primaria per cápita** [Toe (p.e.) per capita]: indicador para la evaluación de la sostenibilidad energética de municipios, distritos, ciudades o regiones. Se calcula como el ratio entre el consumo de energía primaria asociado al suministro energético global y el número de habitantes. [34]
- **Índice de penetración de EERR** [%]: ratio entre la producción energética renovable local y la producción energética total. [34]
- **Eficiencia energética** (%): ratio entre la energía primaria consumida por el sistema energético y la energía útil final obtenida. [35]

4.2.2. Indicadores de sostenibilidad medioambiental

- **Huella ecológica** [m²]: indicador de la superficie de terreno equivalente al consumo de energía primaria asociado al sistema energético de una determinada región, municipio, sector edificatorio o industrial. [36]
- **Emisiones GEI per cápita** [T. CO₂eq./capita]: ratio entre las emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera asociadas a la producción energética y el número de habitantes. [34]
- **Emisiones GEI per PIB** [T. CO₂eq./capita]: ratio entre las emisiones de gases de efecto invernadero liberadas a la atmósfera asociadas a la producción energética y el producto interior bruto de la comunidad abastecida con el servicio energético. [34]
- **Emisiones CO₂ por unidad de energía útil** [kgCO₂/kWh]: ratio entre emisiones equivalentes de CO₂ liberadas a la atmósfera anualmente y la producción anual. [35]
- **Emisiones NO_x por unidad de energía útil** [kgNO_x/kWh]: ratio entre emisiones de NO_x liberadas a la atmósfera anualmente y la producción anual. [35]
- **Emisiones SO₂ por unidad de energía útil** [kgSO₂/kWh]: ratio entre emisiones de SO₂ liberadas a la atmósfera anualmente y la producción anual. [35]
- **Indicador de generación de residuos intensivo** [kg/kWh]. [35]
- **Intensidad de 'n' vector energético** [kWh(n)/kWh]. [35]
- **Eficiencia exergética** (%): la exergía es una magnitud que indica la capacidad de realizar trabajo de un determinado recurso energético. La eficiencia exergética se calcula como el ratio entre la exergía de los vectores energéticos obtenidos (electricidad, calor, frío, hidrógeno) y la exergía introducida en el sistema. [37] La siguiente figura muestra la relación de la eficiencia exergética con el impacto medioambiental y la sostenibilidad.

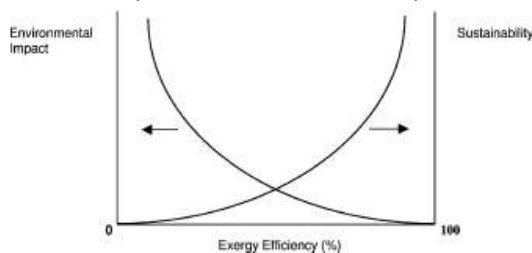


Figura 14. Relación entre la eficiencia exergética y la sostenibilidad de sistemas energéticos. Fuente: [37]

- **EROI "Energy Return On energy Investment" [%]:** energía producida por unidad de energía invertida (energía para la obtención, extracción y distribución de combustibles y energía invertida en la construcción de la planta).

La energía contenida del combustible en forma de energía primaria no se considera en el análisis ya que se trata de una visión económica de "invertir" o "gastar" energía para generar un vector energético. [38, 39]

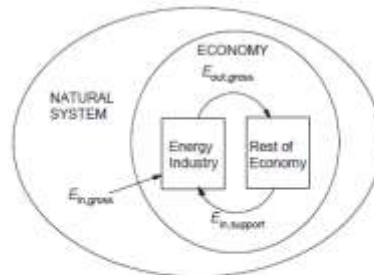


Figura 15. Alcance de la metodología de análisis de energía neta base de los indicadores EROI, EPBT, ERI.
Fuente: [38, 39]

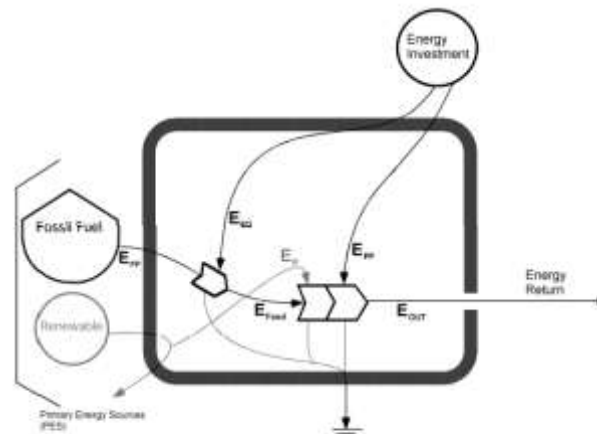


Figura 16. Límites del sistema para el cálculo del indicador EROI. Fuente: [38, 39]

- **EPBT "Energy Pay-Back Time" [años]:** aplicable a energías renovables bajo el concepto económico. Este indicador se enmarca en la metodología de análisis de energía neta y se calcula como el ratio entre el equivalente de energía primaria utilizado para la construcción de la planta y su desmantelamiento entre la producción de energía primaria equivalente anual. [38, 39]
- **"EIR" Energy Internal Rate of Return [%]:** tasa de rentabilidad interna si se considera la energía utilizada para la construcción de la planta y su uso como "inversiones + gastos" y la energía producida como ingresos. [38, 39]

4.2.3. Indicadores de sostenibilidad económica

- **Coste de producción energética [€/kWhx]:** ratio entre el coste de operación (combustible y O&M) anual y la producción anual. [35]
- **Inversión por unidad de potencia instalada [€/kW]**
- **Valor actual neto de la inversión (VAN) [€]:** Valor Actual Neto de la inversión en el sistema energético. [27]
- **Tasa interna de rentabilidad (TIR) [%]:** Tasa Interna de Rentabilidad de la inversión.

- **LCOE "Levelized Cost of Energy Cost" ==LEC"Levelized Energy Cost"** [€/kWh]: valor actual neto de todos los costes asociados a la construcción, puesta en marcha, operación,, mantenimiento y financiación de una determinado sistema sobre el valor actual neto de su producción esperada de energía. LEC proporciona una metodología que posibilidad la comparación homogénea del conjunto de energías. [27]

4.2.4. Indicadores de sostenibilidad social

- **Ratio empleo generado** [%]: ratio entre el número de empleos asociados a la producción energética local y la población local. [34]

Se concluye que un análisis riguroso de la sostenibilidad de sistemas energéticos requiere adoptar la visión de análisis del ciclo de vida, teniendo en cuenta todas las fases de la vida de los componentes del sistema energético. La caracterización del impacto energético y ambiental del ciclo de vida permite la obtención de múltiples indicadores especialmente útiles para el análisis de la sostenibilidad de un sistema energético (EROI, EPBT, EIR).

Sin embargo, resulta especialmente complicado obtener información sobre el impacto ambiental y energético asociado a cada etapa del ciclo de vida de cada componente de un sistema energético. Por esta razón, en el marco del proyecto se plantea la evaluación de la sostenibilidad energética en base al consumo de energía primaria, la evaluación de la sostenibilidad ambiental en base a las emisiones de CO₂ asociadas a la producción energética y la evaluación de la sostenibilidad económica en base a los indicadores VAN, TIR, PR de la inversión.

5. METODOLOGÍA DE OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES

El objetivo de este apartado consiste en la conceptualización de una **metodología general para la operación y gestión energética de microrredes** (electricidad, calor) que permitan satisfacer los requisitos de **integración de energías renovables** (solar, eólica) y los principios de **eficiencia energética** (CHP, CHCP) garantizando la **sostenibilidad energética, medioambiental y económica** en el suministro energético a NZEB (edificios residenciales, comerciales, oficinas) y pequeñas industrias en un entorno urbano.

5.1. Conceptualización de la metodología

La determinación de la óptima configuración y gestión de sistemas energéticos integra la optimización integrada de tres niveles de definición del sistema [4]:

- **Estructura del sistema:** selección de los componentes que integran el sistema energético óptimo. Inicialmente se considera una superestructura que incluye todos los posibles componentes y como resultado de la optimización se obtiene la definición de la estructura óptima.
- **Diseño del sistema:** dimensionado óptimo de cada uno de los componentes incluidos en la estructura óptima.
- **Operación del sistema:** optimización de las condiciones de operación de cada componente en cada instante temporal considerado (según la resolución temporal adoptada) según criterios de sostenibilidad energética, ambiental, económica o una combinación de los mismos.

La resolución del problema de la óptima configuración de un sistema energético requiere la optimización simultánea de los tres sub-niveles de definición. Es decir, el problema se plantea como la **identificación de la óptima configuración del sistema, en términos de estructura y diseño de los componentes, que obtiene los mejores resultados si son operados de la forma más conveniente.** [4]



Figura 17. Conceptualización de la optimización de la configuración de sistemas energéticos. Fuente: Elaboración propia

Tanto la definición de la estructura como el dimensionado de los subsistemas de microrredes energéticas quedan fuera del alcance del proyecto. El objetivo del proyecto consiste en la **evaluación de la sostenibilidad energética, ambiental y económica asociada a diversas estrategias de gestión energética de microrredes.**

En el marco del proyecto, se ha desarrollado una metodología de gestión energética de microrredes termoeléctricas que **a partir de una configuración energética dada**, opera los subsistemas de producción energética de forma que **maximiza el beneficio del operador** considerando un modelo **ESCO** (Energy Service Company).

La metodología de gestión desarrollada tiene una resolución horaria. Cada hora del año se calcula el **beneficio marginal de producción energética con cada una de los subsistemas de producción energética.** El beneficio marginal horario asociado a cada subsistema de producción se calcula según la siguiente expresión.

$$b_h = i_{ESCO} - (c_{kWh} + c_{CO2}) \quad (1)$$

El **cálculo del beneficio marginal (b_h)** considera los siguientes factores:

- i_{ESCO} : Ingreso por venta de una unidad energética (eléctrica, térmica o ambas en caso de subsistema de cogeneración) al distrito.
- c_{kWh} : Gasto por compra de energía primaria consumida para la producción de una unidad energética final.
- c_{CO2} : gasto por emisiones de CO2 asociadas a la producción de una unidad energética final.

Una vez caracterizado el beneficio marginal de producción, se establece el **orden de prioridad de operación para cada subsistema de suministro energético.** En el caso en que exista disponibilidad de **producción energética renovable** (fotovoltaica o solar térmica) será **prioritario** su aprovechamiento para satisfacción de la demanda, independientemente del beneficio operativo en términos económicos.

La metodología de gestión garantiza la operación horaria de los equipos de la microrred de forma que se satisfaga la demanda energética del distrito, al mismo tiempo que se priorice la activación de aquellas tecnologías que maximizan el beneficio operativo.

La metodología de gestión objeto de desarrollo en este proyecto se ha diseñado e implementado en el entorno del **programa de modelado y simulación dinámica STELLA®** “Systems Thinking for Education and Research” desarrollado por Isee Systems, inc. [40]

STELLA es un programa de simulación dinámica que proporciona un marco de referencia y una interfaz gráfica de usuario para la observación e interacción cuantitativa de las variables de un sistema. Es un programa multidisciplinar que permite describir y analizar todo tipo de sistemas (biológicos, físicos, químicos, sociales). La generación de modelos se basa en el uso de **cuatro tipos de elementos**: stock, flujo, convertidor y conector. Además el programa contempla un **elemento de decisión** denominado diamante que permite gestionar las decisiones de actuación sobre las variables del sistema.

La herramienta se estructura en tres capas: (i) **mapa**, que permite definir los valores iniciales de stocks, flujos o conectores y donde también se muestra una presentación elegante del modelo, (ii) **modelo**, que constituye la capa de desarrollo y definición de los parámetros del modelo, (iii) **ecuaciones**, donde se reflejan las ecuaciones que gobiernan el modelo.

A continuación se describen brevemente y se muestran gráficamente las principales **fases del modelo de operación y gestión energética de microrredes**.

La siguiente figura muestra el modelo desarrollado para la caracterización de los **rendimientos de operación** (bloque1), la caracterización de los **costes marginales de compra de energía primaria** (bloque 2), el **modelado de las emisiones de CO₂** asociadas a la producción de una unidad energética final de cada opción de suministro y la caracterización de los **costes marginales asociados de los derechos de emisión de CO₂** (bloque 3), el modelado de la **sostenibilidad energética** en términos de consumo de energía primaria (bloque 4) y el cálculo del **ingreso marginal por venta de energía final al distrito** (bloque 5).

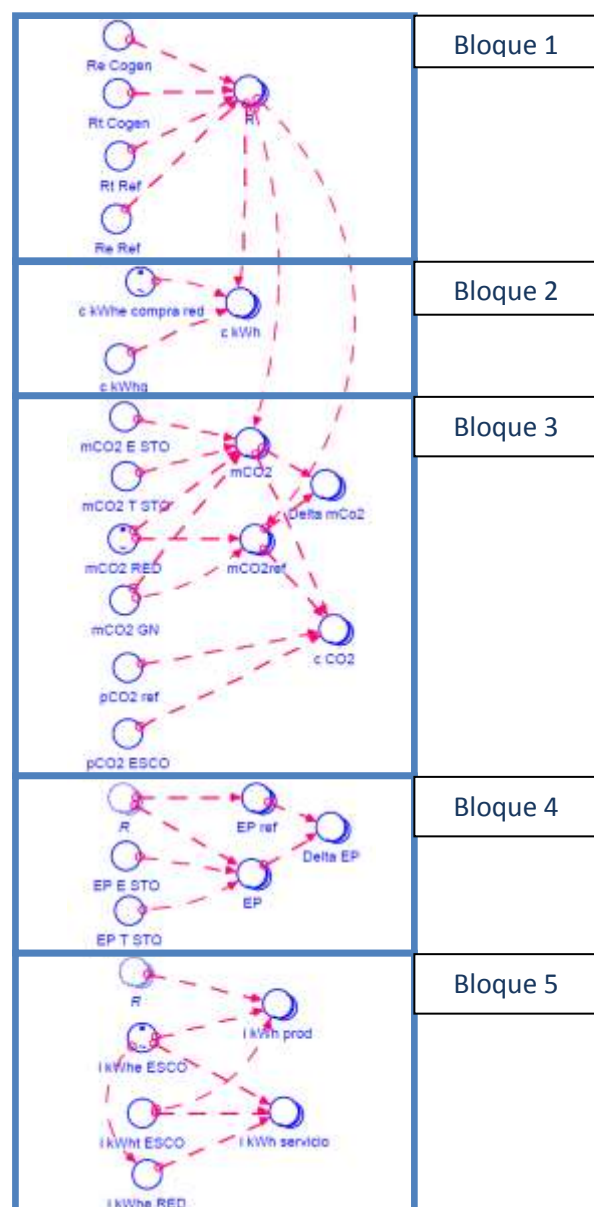


Figura 18. Modelo de operación y gestión energética. Fase I. Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura el **cálculo del beneficio operativo marginal** que se calcula tal y como se ha presentado en la ecuación 1 a partir del ingreso marginal por venta de energía final al distrito menos el coste marginal por compra de energía primaria y el coste marginal por derechos de emisiones de CO₂.

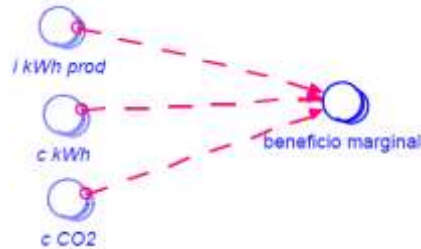


Figura 19. Modelo de operación y gestión energética. Fase II. Fuente: Elaboración propia

La siguiente figura muestra el **núcleo central del modelo de operación y gestión energética**. El símbolo central “Dispatch decision” integra las **relaciones lógicas para la gestión de la microrred**.

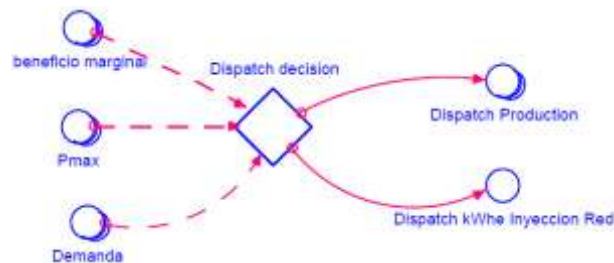


Figura 20. Modelo de operación y gestión energética. Fase III. Fuente: Elaboración propia

Este núcleo central de decisión tiene como **entradas del modelo**:

- **“Beneficio marginal”**: el beneficio marginal de producción energética asociado a cada opción de suministro. El núcleo de decisión garantiza la satisfacción de la demanda energética del distrito activando aquellos subsistemas de producción energética que maximizan el beneficio operativo.
- **“Pmax”**: potencia máxima de producción energética de cada subsistema de producción energética o de suministro.
- **“Demanda”**: vector que contiene la demanda horaria de energía eléctrica y térmica del distrito.

Este núcleo central de decisión tiene como **salidas del modelo**:

- **“Dispatch production”**: vector que contiene la energía final a producir por cada subsistema de suministro energético. A partir de este vector, se modula la operación de cada tecnología.
- **“Dispatch kWh Inyeccion Red”**: variable que contiene la potencia eléctrica a inyectar en red de distribución (si procede, en función de la estrategia de gestión).

A partir de estas dos salidas, se operan los subsistemas energéticos de la microrred de forma que simula el aporte energético de cada tecnología a la demanda, así como la potencia de inyección en red.

La siguiente figura muestra la fase del modelo desarrollado para simular el **balance eléctrico y térmico de la microrred**. Las variables “**Nodo Eléctrico**” y “**Nodo Térmico**” permiten monitorizar el resultado del balance y comprobar que se satisface la demanda energética del distrito.

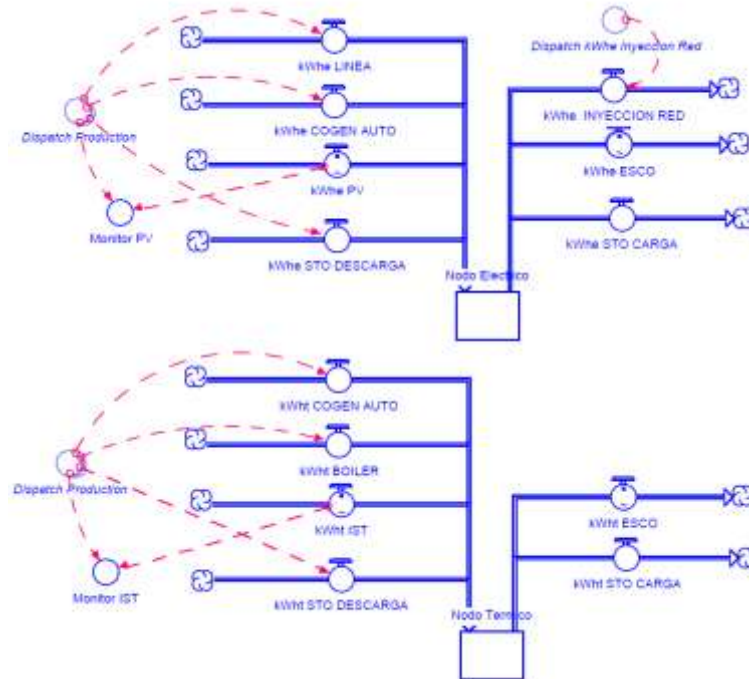


Figura 21. Modelo de operación y gestión energética. Fase IV. Fuente: Elaboración propia

En el contexto del proyecto, se han modelado **cuatro estrategias de gestión energética de la microrred** (ver apartado 5.2) en función tanto de la interacción de la microrred con la red de distribución como de la gestión de la producción térmica del subsistema cogeneración. Las restricciones o requisitos de cada opción de gestión se implementan en el **modelo interno del núcleo de decisión “Dispatch decision”**.

Una vez definida la operación de la microrred y comprobada la validez del balance eléctrico y térmico, se modela el **cálculo de los indicadores principales del modelado de sostenibilidad energética, ambiental y económica**, tal y como muestran las siguientes figuras.

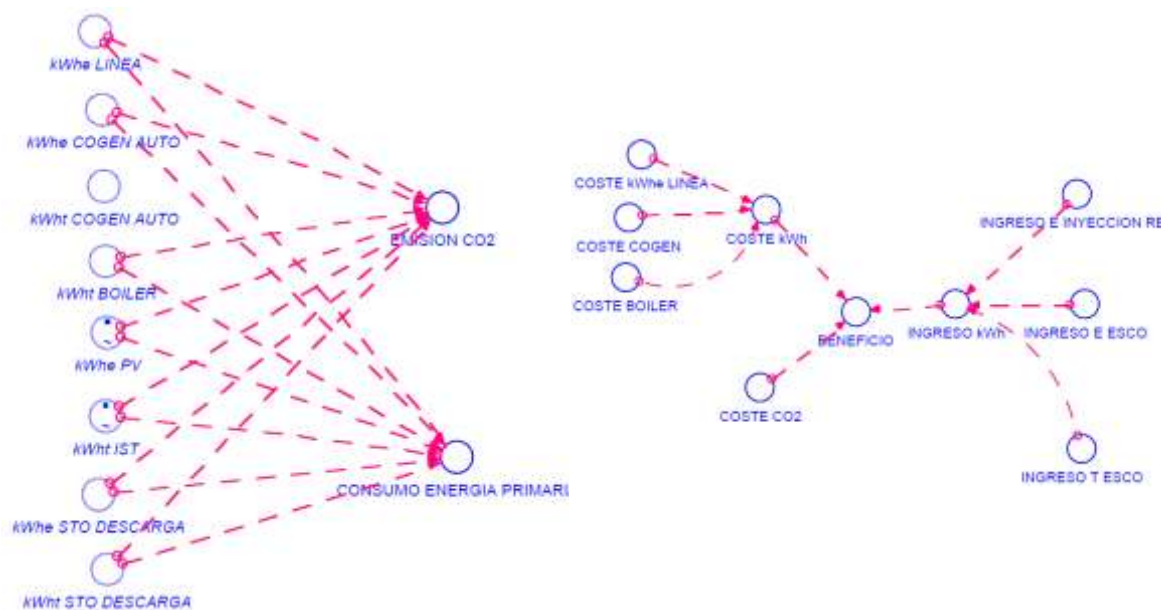


Figura 22. Modelo de operación y gestión energética. Fase V. Fuente: Elaboración propia

5.2. Estrategias de gestión energética

La estrategia de gestión energética de una microrred condiciona tanto la operación de los subsistemas productores que la integran, como su interrelación con los subsistemas energéticos a los que está conectada. En este caso la microrred está interconectada con el distrito urbano para el abastecimiento de la demanda y con la red de distribución para la importación y, en algunos casos, la exportación de energía.

Por tanto, se concluye que **la estrategia de gestión constituye un parámetro influyente en la sostenibilidad energética, ambiental y económica de las microrredes**. En el marco del proyecto se han evaluado **cuatro estrategias de gestión energética** que se diferencian tanto en la **gestión de los flujos eléctricos** como en la **gestión de la producción térmica de cogeneración**.

Las cuatro estrategias de gestión tienen **requisitos de operación comunes**: (i) el **abastecimiento total de la demanda eléctrica y térmica del distrito urbano** y (ii) la gestión de los subsistemas de producción y suministro energético para la **maximización del beneficio operativo del operador ESCO**.

En general, los **subsistemas de suministro energético eléctrico y térmico considerados en el ámbito del proyecto** son: red eléctrica, fotovoltaica, solar térmica, cogeneración, caldera de gas natural. La justificación de la selección de estas tecnologías se presenta en el apartado 3. A continuación se describen las estrategias de gestión consideradas en el marco del presente proyecto.

5.2.1. Estrategia de gestión 1

Esta estrategia de gestión consiste en la regulación de la autoproducción eléctrica de forma que no se produzcan excedentes de energía eléctrica, es decir, se opera en un **régimen de autoconsumo eléctrico**.

La **producción eléctrica renovable**, producida a partir de la instalación fotovoltaica, es **prioritaria al resto de opciones de suministro eléctrico** (cogeneración y compra de energía de la red de distribución). Dado que la instalación fotovoltaica está dimensionada de forma que nunca se produzcan excedentes eléctricos, esta instalación siempre opera en régimen de autoconsumo eléctrico.

En relación a la **gestión de la producción térmica de la cogeneración**, **no se permite la producción de energía térmica excedente**.

En resumen, esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que se cumplan las siguientes restricciones:

- ✓ Satisfacción total de la demanda energética del distrito.
- ✓ Maximización del beneficio operativo del operador ESCO.
- ✓ Excedente de autoproducción eléctrica nulo.
- ✓ Excedente de autoproducción térmica nulo.

5.2.2. Estrategia de gestión 2

Esta estrategia de gestión consiste en la regulación de la autoproducción eléctrica de forma que no se produzcan excedentes de energía eléctrica, es decir, se opera en un **régimen de autoconsumo eléctrico**.

En relación a la **gestión de la producción térmica de la cogeneración**, se permite la **producción de energía térmica excedente siempre y cuando horariamente se garantice un ahorro de energía primaria mínimo del 10%** respecto al escenario de suministro energético convencional.

Este **criterio de gestión de la producción térmica de cogeneración** se ha extraído de la Directiva Europea de Eficiencia Energética [3] que establece que una instalación de cogeneración se considerará como **cogeneración de alta eficiencia** siempre que garantice un **ahorro de energía primaria mínimo del 10% en comparación con la producción separada de electricidad y calor**. El indicador de ahorro de energía primaria (PES – Primary Energy Savings) se calcula según la siguiente expresión:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right) \cdot 100\% \quad (2)$$

Donde,

CHP H_{η} : Rendimiento de producción térmica de la instalación de cogeneración.

CHP E_{η} : Rendimiento de producción eléctrica de la instalación de cogeneración.

Ref H_{η} : Rendimiento de producción térmica de referencia. Se considera 90%.

Ref E_{η} : Rendimiento de producción eléctrica de referencia. Se considera 52.5%.

En resumen, esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que se cumplan las siguientes restricciones:

- ✓ Satisfacción total de la demanda energética del distrito.
- ✓ Maximización del beneficio operativo del operador ESCO.
- ✓ Excedente de autoproducción eléctrica nulo.
- ✓ Se permite un excedente de autoproducción térmica sujeto a un ahorro de energía primaria (PES) mínimo del 10%.

5.2.3. Estrategia de gestión 3

Esta estrategia de gestión considera la **gestión eléctrica según la modalidad de balance neto**. Se define la modalidad de balance neto como aquel **sistema de compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida**, que permite a los consumidores para producción individual de energía para su propio consumo para compatibilizar su curva de producción con su curva de demanda.

Con este sistema, una instalación producirá energía eléctrica para consumo siempre que haya demanda. Si la demanda es superior a la producción, se importará energía de la red, y cuando la demanda sea inferior a la producción, se exportará energía a la red.

Teniendo en cuenta lo anterior, se contabilizarán los intercambios de energía eléctrica con la red de manera que, si ha habido más demanda, existirá una **obligación de pago al suministrador**, y si ha habido más exportación se genera un **crédito de energía** que se compensará en posteriores facturas teniendo en cuenta un horizonte máximo temporal de 12 meses.

Así pues, este concepto de **suministro de energía eléctrica con balance neto** tiene como **puntos definitorios**:

- Se trata de instalaciones interconectadas destinada a producir para el propio consumo en la misma ubicación.
- No se trata de un generador neto, dado que se apoya en la red para gestionar el desfase entre producción y demanda.
- La red absorbe los excedentes de producción, con la participación del comercializador.
- Los excedentes de energía no son retribuidos de manera directa, sino que son compensados descontándose directamente de la factura del consumidor o bien se permite su utilización en siguientes facturaciones dentro del plazo máximo establecido para la compensación.

La modalidad de balance neto se configura como parte de un **sistema global de gestión de la demanda**. Según [41], la modalidad de balance neto será de aplicación a los consumidores de energía eléctrica de potencia no superior a 100kW. Sin embargo, en el marco de este proyecto se aplica esta estrategia de gestión a pesar de que la potencia de interconexión sea superior a este valor con el objetivo de **evaluar el impacto de la implantación de este modelo de gestión eléctrica en el contexto de microrredes energéticas**.

En relación a la **gestión de la producción térmica de la cogeneración**, no se permite la producción de energía térmica excedente.

En resumen, esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que se cumplan las siguientes restricciones:

- ✓ Satisfacción total de la demanda energética del distrito.
- ✓ Maximización del beneficio operativo del operador ESCO.
- ✓ Gestión eléctrica según modalidad de balance neto.
- ✓ Excedente de autoproducción térmica nulo.

5.2.4. Estrategia de gestión 4

Esta estrategia de gestión considera la **gestión eléctrica con la modalidad de balance neto** análogamente a la estrategia de gestión 3, detallada en el apartado anterior.

En relación a la **gestión de la producción térmica de la cogeneración**, se permite la **producción de energía térmica excedente** siempre y cuando horariamente se garantice un **ahorro de energía primaria mínimo del 10%** respecto al escenario de suministro energético convencional. Este modelo de gestión térmica es análogo al considerado en la estrategia de gestión 2.

En resumen, esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que se cumplan las siguientes restricciones:

- ✓ Satisfacción total de la demanda energética del distrito.
- ✓ Maximización del beneficio operativo del operador ESCO.
- ✓ Gestión eléctrica según modalidad de balance neto.
- ✓ Se permite un excedente de autoproducción térmica sujeto a un ahorro de energía primaria (PES) mínimo del 10%.

5.3. Modelado de tecnologías de producción energética

Tal y como se ha concluido en el apartado 3 referente a las tecnologías de generación energética distribuida, **las tecnologías energéticas objeto de consideración en el marco del proyecto son:** fotovoltaica, cogeneración, solar térmica y, como tecnología de generación térmica convencional, se considera calderas de gas natural. A continuación se describe la metodología aplicada para el modelado de la producción energética de cada una de las tecnologías objeto de estudio.

Dado que tanto la tecnología fotovoltaica como la tecnología solar térmica están basadas en el aprovechamiento del recurso solar, se incluye un apartado específico que describe la metodología para el modelado del recurso solar disponible aplicado en el proyecto.

5.3.1. Modelado del recurso solar

El recurso solar disponible para una instalación fotovoltaica y una instalación solar térmica, depende tanto de las condiciones climatológicas (irradiación disponible) como del ángulo de inclinación que los paneles o captadores posean respecto a los rayos solares.

Inicialmente, se modela la **irradiancia global horaria sobre superficie horizontal** como la suma de la irradiancia directa horaria y la irradiancia difusa horaria, ambas sobre superficie horizontal. El modelado se basa en los datos de irradiación directa y de irradiación difusa sobre superficie horizontal según la clase de zona climática del caso de estudio establecida según [12]. Estos datos están disponibles en [42].

Para calcular la **energía incidente sobre una superficie inclinada**, se multiplica la energía horizontal por el factor de corrección k correspondiente a la latitud del emplazamiento e inclinación del panel. El factor de corrección k para superficies inclinadas para las latitudes de zonas en España ha sido desarrollado por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). [43]

5.3.2. Tecnología fotovoltaica

Existen numerosos métodos y programas de simulación, para la estimación de la energía generada por los sistemas fotovoltaicos. En el marco del presente proyecto, se ha optado por la aplicación de una metodología simplificada dado que el modelado de tecnologías no constituye el objetivo central del proyecto.

La **metodología simplificada** considera las **características del emplazamiento** (longitud, latitud, altura), los **datos horarios radiación y temperatura** de un año meteorológico tipo, las **características de los paneles** a partir de hojas técnicas de fabricante, y la **disposición de los módulos fotovoltaicos** (inclinación, orientación).

Se parte de los datos horarios de temperatura ambiente y de irradiancia solar incidente en el plano del generador FV, obtenidos según se indica en el apartado anterior. Conocido el valor de la potencia nominal de un generador fotovoltaico en condiciones STC (Standard Test Conditions: 1000W/m², 25°C), P_n , para cada valor de irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico G , y temperatura ambiente, T_a , el generador presentará una potencia máxima P_m (potencia del punto de máxima potencia) que se obtiene según la siguiente expresión:

$$P_m = P_n \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - 25)] \quad (3)$$

Donde T_c es la temperatura de la célula, calculada según la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G \quad (4)$$

Donde:

- **TONC** es la temperatura nominal de operación
- γ es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia
- G_{STC} es la irradiancia en STC, es decir, 1000W/m².

En el marco del proyecto, se han considerado los siguientes parámetros de fabricante como referencia para la caracterización de la tecnología fotovoltaica:

TONC [°C]	45.7 °C
γ [%/°C]	0.4

Tabla 5. Modelado de tecnología fotovoltaica: parámetros de referencia. Fuente: [44]

5.3.3. Cogeneración

La cogeneración objeto de aplicación en este proyecto considera como impulsor primario un **motor alternativo de combustión interna**, el cual consume **gas natural** y produce simultáneamente electricidad y calor a partir de los gases de escape y la refrigeración de las camisas del motor.

Los valores de **rendimiento eléctrico y térmico** de esta tecnología varían en función de la potencia instalada, el índice de carga de operación y del modelo comercial. En el contexto del presente proyecto, se han considerado valores de rendimiento constantes dado que el modelado de la tecnología de cogeneración no constituye el objeto central del proyecto.

Como referencia para el modelado de la tecnología de cogeneración basada en MACI se han considerado los siguientes valores:

Rendimiento eléctrico [%]	39.5
Rendimiento térmico [%]	45.9

Tabla 6. Modelado de tecnología cogeneración: parámetros de referencia. Fuente: [45]

5.3.4. Tecnología solar térmica

El modelado de la producción térmica a partir de tecnología solar térmica se basa en el uso del **simulador de instalaciones solares térmicas de baja temperatura ACSOL** desarrollado por la Junta de Andalucía. [46]

Este programa permite modelar la producción de una instalación solar térmica a partir de la información sobre el emplazamiento de la instalación y de parámetros técnicos de la instalación (rendimiento de captador, superficie instalada, orientación, inclinación). Además, si se introduce el valor de referencia del consumo de ACS, el software evalúa el cumplimiento de la contribución solar mínima establecida por la normativa vigente. [12]

Los parámetros de fabricante considerados como referencia para el modelado de la producción solar térmica son:

Rendimiento óptico [%]	84
Coficiente pérdidas	1.75
Caudal diseño [litros/hora·m²]	60

Tabla 7. Modelado de tecnología solar térmica: parámetros de referencia. Fuente: [46]

5.3.5. Caldera de gas natural

La tecnología de producción térmica mediante caldera de gas natural representa la tecnología convencional de referencia. Según establece [3], la generación térmica convencional tiene un **rendimiento del 90%**.

5.3.6. Red eléctrica

El consumo de energía eléctrica procedente de la red general de distribución representa la tecnología convencional de referencia. Según establece [3], la generación eléctrica convencional tiene un **rendimiento del 52.5%**.

5.4. Modelado de sostenibilidad energética

La **evaluación de la sostenibilidad energética** de un sistema energético se basa en el **indicador del consumo anual de energía primaria**. Aquel sistema capaz de satisfacer la demanda energética con el mínimo consumo de energía primaria constituye el sistema con mayor nivel de eficiencia y sostenibilidad energética.

El consumo de energía primaria asociado al suministro energético depende del rendimiento de producción energética de la tecnología productora o el subsistema de suministro. El consumo de energía primaria se calcula según la siguiente expresión:

$$EP_i = \frac{\text{Energía final producida}_i}{R_i} \quad (5)$$

La producción energética a partir de **tecnologías de generación energética basadas en fuentes renovables**, tales como la fotovoltaica y la solar térmica, tiene asociada un valor nulo de consumo de energía primaria. En el contexto del proyecto, no se considera el consumo de energía primaria necesario para la fabricación de los paneles fotovoltaicos ni captadores solares térmicos.

5.5. Modelado de sostenibilidad ambiental

La **evaluación de la sostenibilidad ambiental** de un sistema energético se basa en el **indicador de las emisiones anuales de dióxido de carbono**. Aquel sistema capaz de satisfacer la demanda energética con la mínima emisión de dióxido de carbono constituye el sistema con mayor nivel de sostenibilidad ambiental.

Las emisiones de CO₂ asociadas al suministro energético dependen de la fuente de energía primaria consumida por la tecnología productora o el subsistema de suministro. Las **fuentes de energía consumidas por la microrred objeto de análisis** son: gas natural, energía primaria asociada al mix eléctrico de producción español.

La siguiente tabla muestra el ratio de emisiones de CO₂ por unidad específica consumida de estas fuentes de energía:

Gas Natural	[kg CO ₂ /kWh]	0.201
Electricidad de mix español	[kg CO ₂ /kWh]	0.241

Tabla 8. Modelado de sostenibilidad ambiental: parámetros de referencia. Fuente: [47, 48]

Tanto la tecnología de cogeneración como la tecnología de calderas consumen gas natural. Por tanto, la producción energética de estas tecnologías tendrá asociada un valor de emisiones de CO₂ que se calcula según la siguiente expresión:

$$Emisiones_i = \frac{\text{Energía final producida}_i}{R_i} \cdot \text{Indice_emision}_{\text{Gas Natural}} \quad (6)$$

La producción energética a partir de tecnologías de generación energética basadas en **fuentes renovables**, tales como la fotovoltaica y la solar térmica, tiene asociada un valor nulo de emisiones de CO₂. En el contexto del proyecto, no se consideran las emisiones de CO₂ asociadas a la fabricación de los equipos.

5.6. Modelado de sostenibilidad económica

La evaluación de la sostenibilidad económica se basa en el **modelo de empresa de servicios energéticos** (ESCO-Energy Service Company). Es decir, en el contexto de evaluación de la sostenibilidad económica de una microrred, se considera que el operador de la microrred energética tiene un perfil de ESCO.

Se entiende por empresa de servicios energéticos a “aquella persona física o jurídica que pueda proporcionar servicios energéticos, en las instalaciones o locales de un usuario y afronte cierto grado de riesgo económico al hacerlo”. Todo ello, siempre que el pago de los servicios prestados se base, ya sea en parte o totalmente, en la obtención de ahorros de energía por introducción de mejoras de la eficiencia energética y en el cumplimiento de los demás requisitos de rendimiento convenidos”.

La **metodología de evaluación económica** desarrollada en el contexto del **modelo ESCO** considera las siguientes **hipótesis**:

- ESCO asume el 100% de la **inversión** en la microrred con recursos propios.
- ESCO asume el coste de **mantenimiento** de los equipos de la microrred.
- ESCO asume el **coste por emisiones de CO2** asociado a la gestión de la microrred.
- ESCO asume el **coste de compra del gas natural y de la energía eléctrica** consumida de la red de distribución.
- Los usuarios finales del distrito asumen el **coste de compra de la energía final** consumida (electricidad y calor). Este importe de compra de la energía final consumida se paga a ESCO.

Se consideran **25 años de vida útil** de la instalación para la evaluación de la rentabilidad y sostenibilidad económica de la inversión en la instalación energética. A continuación se describen las hipótesis consideradas para el cálculo de los diversos parámetros integrados en el análisis de sostenibilidad económica:

5.6.1. Inversión

La siguiente tabla resume las **hipótesis de costes de inversión** específicos por unidad de potencia instalada consideradas:

INVERSIÓN		
Fotovoltaica	[€/kWp]	2600
Cogeneración	[€/kWe]	1100
Solar Térmica	[€/m ²]	500
Caldera	[€/kWt]	112

Tabla 9. Costes de inversión de referencia. Fuente: Elaboración propia.

5.6.2. Coste de mantenimiento

La siguiente tabla resume las hipótesis de coste de mantenimiento de cada tecnología:

MANTENIMIENTO		
Fotovoltaica	[€/kWp·año]	30
Cogeneración	[€/kWe·año]	14
Solar Térmica	[€/m ² ·año]	8
Caldera	[€/kWt·año]	2

Tabla 10. Costes de mantenimiento de referencia. Fuente: Elaboración propia.

5.6.3. Coste por emisiones de CO₂

El **Régimen de Comercio Europeo de Derechos de Emisión** (EU ETS) es el mayor mercado de CO₂ a nivel mundial y regula a 12.714 instalaciones europeas y 5.456 operadores aéreos, que suponen más del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero de una Unión Europea. [49]

Cada instalación recibe una cantidad de derechos de emisión, tras tener en cuenta criterios históricos y técnicos. Si emite más que la citada cantidad, deberá comprar más derechos; si emite menos, podrá vendérselos a otras compañías.

La **unidad del derecho de emisión en el EU ETS** es el **Derecho de Emisión Europeo (EUA)** y su precio terminó 2012 en la franja de 6-9 €/t, a la espera de que la Comisión Europea sea capaz de intervenir la oferta y, de esta manera, lograr que su valor aumente hasta niveles suficientes para incentivar el cambio tecnológico.

El sector de la energía deberá comprar la totalidad de sus derechos en las subastas a partir de 2013, aunque la calefacción urbana o de distrito y cogeneración de alta eficiencia para refrigeración o producción de calor recibirá derechos de forma gratuita.

En este contexto, la metodología aplicada en el proyecto para el modelado del coste por emisiones se basa en la **aplicación de un precio por el derecho de emisión de CO₂ en función de la tecnología productora** al flujo de emisiones calculado según el apartado 5.5.

La siguiente tabla indica el **precio por el derecho de emisión de CO₂** asociado a cada tecnología productora o fuente de suministro:

Precio del derecho de emisión de CO ₂ [€/t CO ₂]	
Red eléctrica	7
Cogeneración	0
Caldera	7

Tabla 11. Precio del derecho de emisión. Fuente: [50]

Se observa que la producción energética basada en cogeneración tiene asociado un precio nulo por el derecho de emisión ya que las estrategias de operación desarrolladas en el proyecto garantizan que la cogeneración cumpla con los criterios establecidos para ser considerada **cogeneración de alta eficiencia**. [3]

La producción energética a partir de fotovoltaica, cogeneración de alta eficiencia y solar térmica genera unos derechos de emisión gratuitos con capacidad de venta al sistema EU ETS. Esta **capacidad de venta de derechos de emisión** también se incluye en la metodología desarrollada.

La tabla anterior muestra los valores de precio del derecho de emisión de CO₂ considerada durante el primer año de la instalación. Sobre estas hipótesis de precios actuales, se aplicará un **escenario de evolución para los siguientes años de explotación de la instalación**. La descripción de los escenarios de evolución económica considerados se incluye en el apartado 5.7.1.

5.6.4. Precios de compra de energía primaria y tarifa eléctrica

En relación al coste de compra de la energía eléctrica consumida de la red de distribución, se considera la **tarifa 3.0.A** que contempla **tres períodos horarios** (punta, llano, valle) distribuidos horariamente según muestra la siguiente figura:

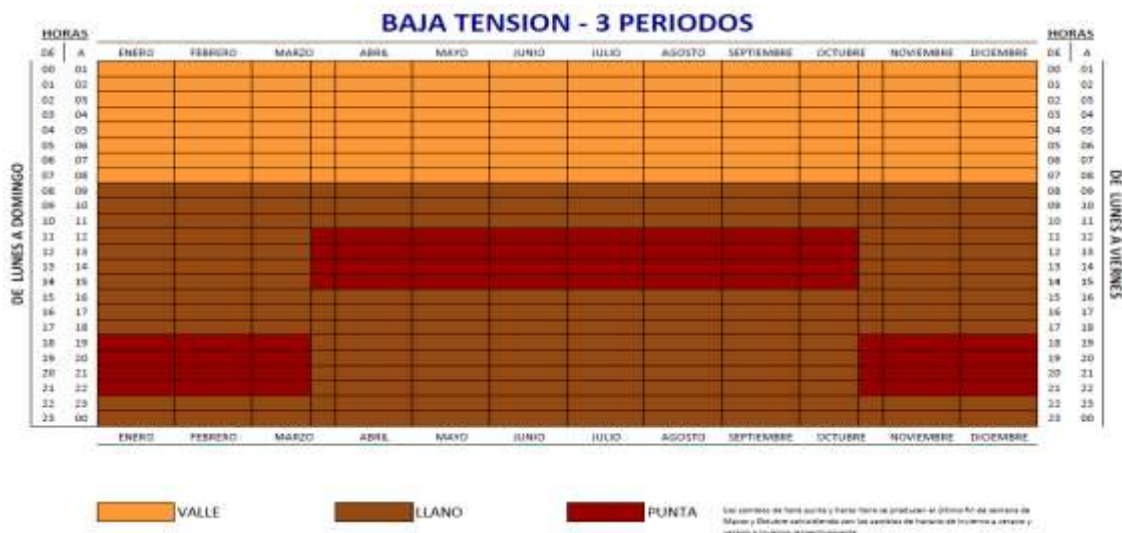


Figura 23. Estructura tarifa 3.0.A. Fuente: Comercializadora eléctrica.

Como **término fijo de tarifa eléctrica**, se consideran 21€/kW de potencia eléctrica contratada. La siguiente tabla muestra los precios del término variable de la tarifa eléctrica y del precio de compra de gas natural considerado para el año 1 del proyecto, considerado 2013.

Fuente energía		Precio [€/kWh]
Red eléctrica	Punta	0.134358
	Llano	0.117502
	Valle	0.081732
Gas natural		0.05

Tabla 12. Precios de compra de energía primaria y tarifa eléctrica. Fuente: [51]

Los precios indicados en la tabla anterior muestran los valores de precio de energía considerados durante el primer año de la instalación. Sobre estas hipótesis de precios actuales, se aplicarán escenarios de evolución para los siguientes años de explotación de la instalación. La descripción de los escenarios de evolución económica considerados en para el precio de la electricidad y del gas natural, se presentan en el apartado 5.7.2 y apartado 0, respectivamente.

5.6.5. Precios de venta de energía final al distrito

El establecimiento del precio de venta de energía final (calor, electricidad) de ESCO a los usuarios del distrito depende de múltiples factores de mercado y de negociación cuyo análisis queda fuera del alcance de un proyecto académico.

En el marco del proyecto se ha considerado como hipótesis que **ESCO establece un precio de venta de energía final al distrito equivalente al precio de producción de esta energía con una configuración de microrred energética convencional.**

Es decir, se considera la producción térmica mediante caldera y el consumo eléctrico directamente de la red de distribución (se considera la estructura de tarifa 3.0.A). La siguiente tabla muestra los precios de venta de energía final al distrito considerados para el año 1 del proyecto (2013).

Energía final		Precio [€/kWh]
Electricidad	Punta	0.134358
	Llano	0.117502
	Valle	0.081732
Energía térmica		0.05555

Tabla 13. Precios de venta de energía final al distrito. Fuente: Elaboración propia

Sobre estos precios considerados para el año 1 se aplicarán los escenarios de evolución económica descritos en el apartado 5.7.

5.6.6. Indicadores de rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad de la inversión considerados en el marco del proyecto son:

- **VAN – Valor Actual Neto:** método dinámico de selección de inversiones. El indicador es la suma de flujos netos anuales futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto.

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+d)^n} \quad (7)$$

Donde,

CF: son los flujos de caja (Cash Flow)

D: tasa de descuento. En el marco del proyecto se ha considerado una tasa de descuento del 8%.

La siguiente expresión muestra la metodología aplicada para el cálculo de los flujos de caja:

$$CF_n = Ingreso_{ESCO} - (C_{INV} + C_{kWh} + C_{CO2} + C_{MANT}) \quad (8)$$

Donde,

Ingreso_{ESCO}: Ingreso por venta de energía final a los usuarios del distrito. Se calcula como el producto del flujo de energía eléctrica y energía térmica suministrado al distrito por el precio de venta de energía final al distrito correspondiente.

C_{INV}: Coste anual de inversión en la configuración energética. Se considera que la inversión se asume el primer año de proyecto y con recursos propios de ESCO.

C_{kWh}: Coste anual de compra de energía primaria y la compra de energía eléctrica a la red de distribución.

C_{CO2}: Coste anual de emisiones de CO₂.

C_{MANT}: Coste anual de mantenimiento de los equipos de la instalación.

- **TIR – Tasa Interna de Rentabilidad:** método dinámico de selección de inversiones que consiste en calcular el valor mínimo de rentabilidad a partir de la cual la inversión se recupera ($VAN=0$). Para su cálculo se usa la ecuación de VAN con los mismos términos ya descritos, y se itera por distintos valores de la tasa de descuento hasta que el valor de VAN es cero.
- **PR – Período de Retorno:** método estático de selección de inversiones que consiste en calcular el tiempo en el que se recupera una inversión. Para su cálculo se suman los flujos de caja de cada anualidad (expresados en los mismos términos de la ecuación del VAN) sucesivamente hasta que la suma es igual a cero o positiva, momento en el que se ha cobrado la misma cantidad que se ha pagado. Al tratarse de un método estático, no se actualiza el valor del dinero.

5.7. Escenarios de evolución económica

La evaluación económica del proyecto de inversión se evalúa considerando 25 años de vida útil de la instalación. Con objeto de representar la evolución de los precios del mercado de energía y del mercado de CO_2 , se han definido los siguientes **escenarios económicos para el mercado de emisiones, el mercado de la electricidad y el mercado del gas natural**.

5.7.1. Escenario de evolución del mercado de emisiones de CO_2

La siguiente figura muestra la **evolución histórica de los precios del derecho de emisión de CO_2 durante los últimos años**.

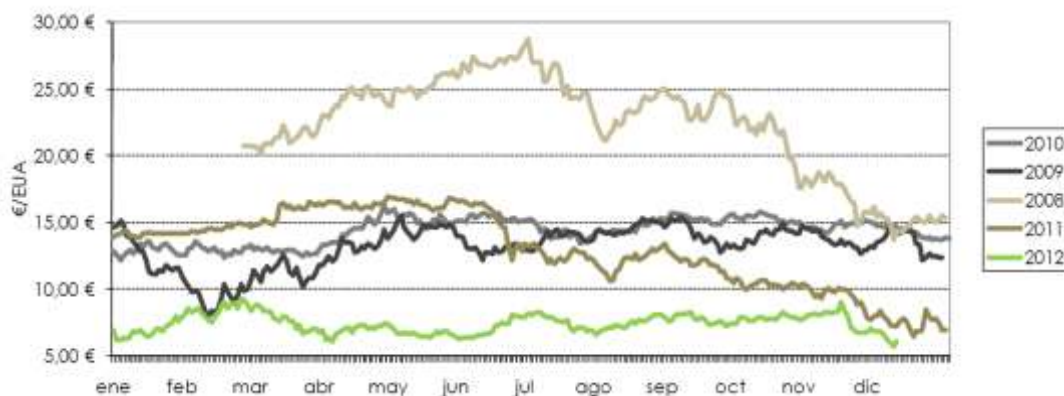


Figura 24. Evolución histórica de precio de derecho de emisión CO_2 . Fuente: [49]

Se comprueba que el precio del derecho de emisión registró **una importante caída durante el año 2012**. El precio de la EUA terminó 2012 en la franja de 6-9 €/t CO_2 , a la espera de que la Comisión Europea sea capaz de intervenir la oferta y, de esta manera, lograr que su valor aumente hasta niveles suficientes para incentivar el cambio tecnológico. Durante el primer semestre de 2013, el precio se ha situado en torno a 7€/t CO_2 .

En relación a la **proyección futura del precio EUA**, el PER 2011-2020 [52] indica una previsión de **25€/t CO_2 en 2020** y un valor próximo a **30 €/t CO_2** .

Estos dos horizontes temporales 2020 y 2030 constituyen **dos hitos clave en la política de emisiones de CO₂ en la Unión Europea** en los cuales se revisarán las cuotas y el cumplimiento de objetivos. La siguiente figura muestra los escenarios de previsión de precio de CO₂ contemplados en PER 2011-2020:

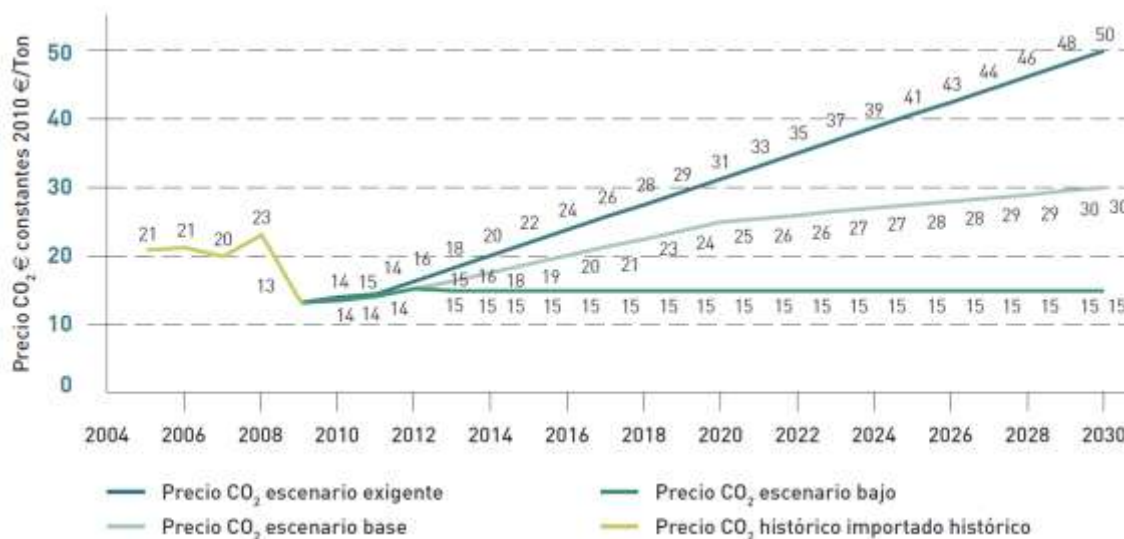


Figura 25. Escenarios de previsión de precio de CO₂ según PER Fuente: [52]

En el contexto del proyecto, se ha elaborado un **escenario propio de evolución del precio del derecho de emisión de CO₂** basado en la previsible evolución en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial y considerando una previsible intervención por parte de la Unión Europea en el mercado para equilibrar la oferta y la demanda.

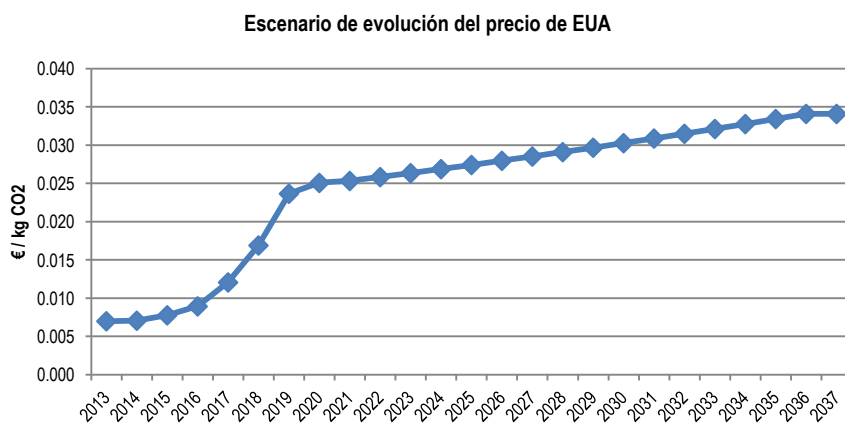


Figura 26. Escenario de previsión del precio de EUA. Fuente: elaboración propia.

5.7.2. Escenario de evolución del precio de la electricidad

La metodología desarrollada considera una tarifa 3.0.A que diferencia entre tres períodos temporales de tarificación (punta, llano, valle). La definición de los escenarios de previsión de precios de la electricidad contempla una evolución análoga para los tres períodos.

En España, los precios de la electricidad para los sectores industriales y doméstico han sufrido incrementos importantes en los años 2008 y 2009, situándose por encima de la media europea, tal y como se observa en la siguiente figura. [53]

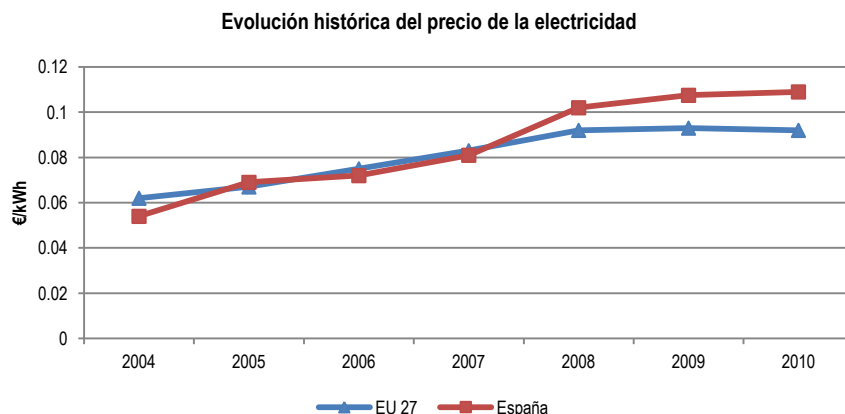


Figura 27. Evolución histórica del precio de la electricidad. Fuente: Eurostat.

Hasta 2007, los consumidores de gas y energía eléctrica españoles, tanto domésticos como industriales, disfrutaban de unos precios por debajo de la media europea. A partir de 2008 se ha revertido esta tendencia, con precios al alza para los consumidores españoles que no reflejaba la evolución de los precios mayoristas de la energía eléctrica.

El precio del pool, precio mayorista de la energía eléctrica en España, ha experimentado una tendencia a la baja en los últimos años. Esta tendencia se ha visto acentuada por la incidencia de la crisis económica, como reflejo del exceso de capacidad, la sobreoferta de fuentes de generación con costes de oportunidad nulos (renovables, hidráulica fluyente, nuclear), un exceso de gas y una disminución de la demanda, principalmente en horas valle, como consecuencia de la crisis económica. [54]

En relación a la **evolución de los peajes de acceso**, en el siguiente cuadro se muestra la evolución histórica, desde 2003 a enero de 2012, de los peajes medios de acceso. En términos nominales, los peajes han aumentado acumuladamente desde 2003 a enero de 2012 un 70.7%. En relación al grupo tarifario objeto de aplicación en el contexto del proyecto (3.0.A), el aumento acumulado en los peajes ha sido del 49.2% y se ha registrado una subida media interanual del 5%. [51]

Peaje	2004 sobre 2003	2005 sobre 2004	2006 sobre 2005	2007 sobre 2006	2008 sobre 2007	Enero 2009 / Enero 2008	Julio 2009 / Enero 2008	2009 sobre 2008	Enero 2010 / Enero 2009	Julio 2010 / Enero 2010	Acumulado de 2010	Enero 2011 / Julio 2010	Abril 2011 / Enero 2011	Octubre 2011 / Abril 2011	Enero 2012 / Octubre 2011	Acumulado 2003-Enero 2012
PEAJES DE BAJA TENSION	1.6%	1.7%	3.4%	-0.3%	-11.4%	26.9%	18.0%	36.4%	11.8%	-3.2%	9.6%	8.0%	6.3%	-8.1%	16.6%	66.6%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1.6%	1.7%	4.2%	4.1%	-15.7%	34.2%	18.0%	46.3%	8.0%	-3.0%	5.7%	0.0%	10.6%	-11.0%	12.4%	74.1%
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1.5%	1.7%	-0.5%	4.6%	-17.1%	36.9%	23.5%	33.9%	22.0%	0.0%	3.7%	0.0%	7.0%	0.0%	6.3%	106.8%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.5%	1.7%	8.8%	-12.6%	-18.0%	17.0%	27.3%	53.0%	8.6%	-5.3%	22.0%	0.0%	4.6%	-36.4%	21.2%	29.6%
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	1.6%	1.7%	1.0%	-12.0%	-17.3%	16.6%	27.1%	32.5%	22.0%	0.0%	22.0%	0.0%	7.0%	0.0%	6.3%	57.8%
3.0 A (Pc ≤ 35 kW)	1.0%	1.7%	-1.8%	-8.8%	-2.9%	11.5%	2.0%	12.8%	17.0%	0.0%	17.6%	0.0%	7.5%	0.0%	8.3%	49.2%
PEAJES DE ALTA TENSION	1.6%	1.7%	2.6%	-18.4%	3.6%	34.8%	30.0%	85.2%	22.1%	8.0%	22.1%	8.0%	9.8%	0.0%	2.6%	83.7%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	1.0%	1.7%	2.0%	-0.9%	2.7%	34.9%	30.0%	55.2%	18.2%	0.0%	18.2%	0.0%	2.0%	0.0%	2.0%	133.4%
3.1 (1 kV a 36 kV)	1.0%	1.7%	2.0%	-15.0%	8.4%	25.2%	30.0%	41.7%	26.0%	0.0%	26.0%	0.0%	2.0%	0.0%	2.0%	107.8%
3.2 (36 kV a 72.5 kV)	1.0%	1.7%	1.9%	-39.3%	3.1%	13.1%	30.0%	30.0%	25.0%	0.0%	25.0%	0.0%	2.0%	0.0%	2.0%	25.3%
3.3 (72.5 kV a 145 kV)	1.0%	1.7%	1.8%	-40.7%	-1.4%	9.3%	30.0%	25.7%	24.1%	0.0%	24.1%	0.0%	2.0%	0.0%	2.0%	12.8%
3.4 (Mayor igual a 145 kV)	1.0%	1.7%	1.9%	-48.7%	-8.0%	9.4%	30.0%	25.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	0.0%	2.0%	-26.5%
TOTAL	1.6%	1.7%	3.0%	-5.1%	-4.6%	26.3%	18.4%	37.6%	14.8%	-1.9%	12.6%	8.0%	7.2%	-4.0%	8.2%	70.7%

Figura 28. Evolución histórica de los peajes de acceso. Fuente: [51]

El escenario de previsión del precio de la electricidad considera tanto la previsible evolución del precio de mercado como la evolución de los peajes de acceso. En relación a la **evolución del precio de mercado**, se ha considerado la tendencia de evolución definida en [52]

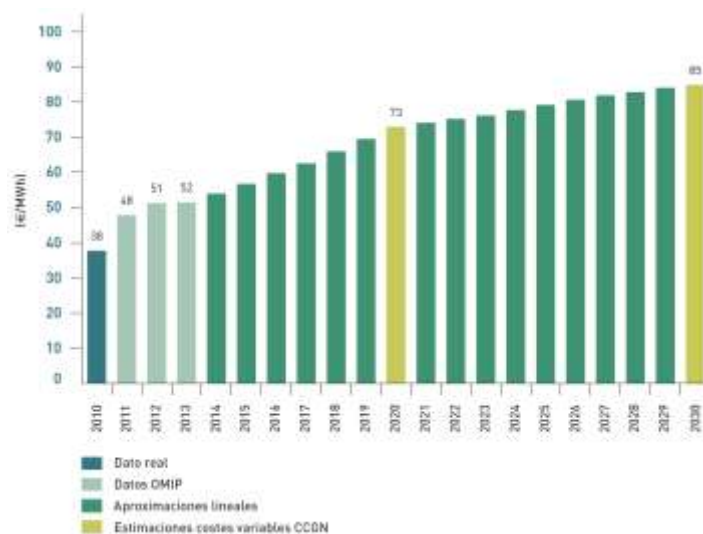


Figura 29. Escenario de previsión del precio de la electricidad según PER. Fuente: PER

En relación a la previsible evolución de los peajes de acceso, en base al análisis presentado en [51], se ha considerado una tasa de subida interanual constante por tramos. La siguiente tabla muestra las **hipótesis de evolución de los peajes de acceso** consideradas:

Período temporal	Tasa interanual
2013-2020	5%
2021-2037	1%

Tabla 14. Evolución histórica de los peajes de acceso. Fuente: [51]

La siguiente figura muestra la **evolución del precio de la electricidad** para el período tarifario llano. Para el resto de períodos tarifarios se aplicará el mismo escenario de evolución.

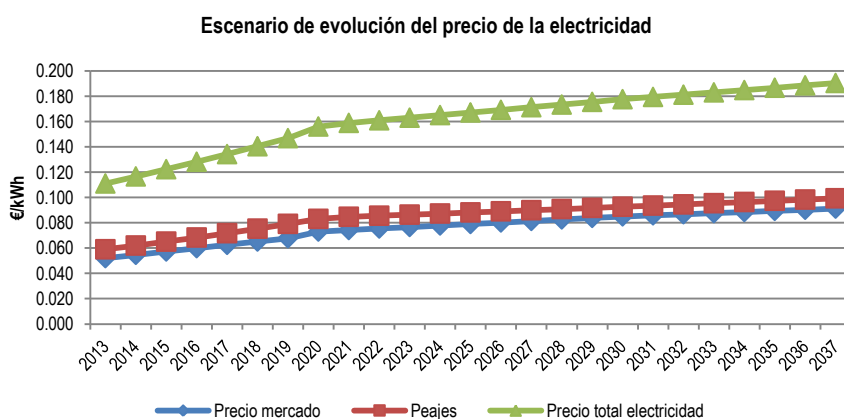


Figura 30. Escenario de evolución del precio de la electricidad. Fuente: Elaboración propia.

5.7.3. Escenario de evolución del gas natural

Para la realización de escenarios de precios de gas en España, es necesario comprender las dinámicas que determinan los precios del mismo. El gas natural es un commodity energético que se puede adquirir o bien en el mercado spot o bien a través de contratos a largo plazo.

Para el caso de España, el aprovisionamiento de gas natural ha venido determinado fundamentalmente por los contratos a largo plazo y en menor medida por los mercados spot. Los contratos a largo plazo han representado alrededor del 90% de las importaciones de gas natural en España.

Respecto a la naturaleza de los contratos en España, la mayoría están indexados al precio del crudo y sus derivados, con lo que el **precio pagado por el gas en España está muy correlacionado con el precio del crudo y/o sus derivados.**

En el marco del presente proyecto, dada la complejidad de previsión de la evolución de este mercado, se ha considerado el escenario de previsión definido en [52] para los próximos años. La siguiente figura muestra la **evolución prevista del precio de gas natural.**

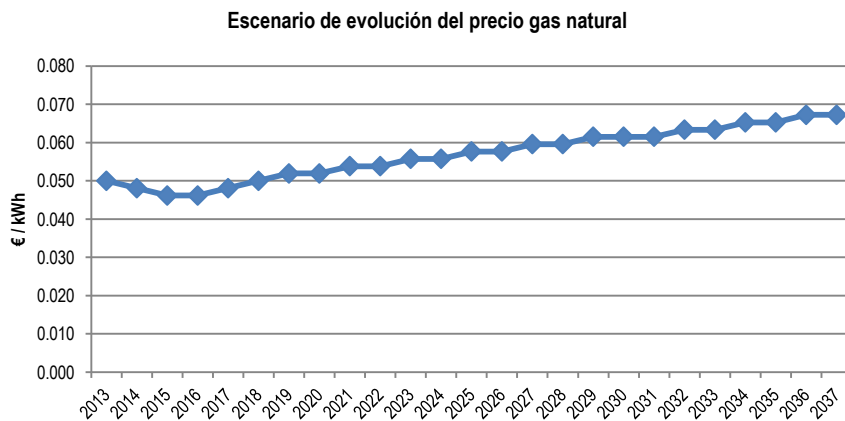


Figura 31. Escenarios de evolución del precio de gas natural. Fuente: Elaboración propia.

6. PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

6.1.Contexto

El presente proyecto plantea como caso de estudio un distrito urbano real compuesto por cinco edificios del sector terciario. El distrito urbano objeto de estudio cuenta con una superficie útil de 19.000 m² distribuidos en edificios de 3 plantas y se encuentra ubicado en la zona climática C2 y en la zona de radiación II según [12].

La tipología de edificios del sector terciario seleccionada como caso de estudio registra un elevado nivel de consumo energético en comparación con otro tipo de edificios del sector terciario o residencial dada su continua ocupación y las estrictas condiciones de confort que se tienen que satisfacer para el bienestar de sus ocupantes.

Además, la prestación de los servicios energéticos es continua, lo que implica una alta continuidad en los consumos afectada principalmente por la estacionalidad en los consumos energéticos asociados a la climatización.

6.2.Demanda energética

La demanda energética objeto de estudio contempla las necesidades energéticas asociadas a los **servicios de calefacción, agua caliente sanitaria (ACS), refrigeración y consumos eléctricos** de los edificios que conforman el distrito urbano.

En relación al diseño del sistema de climatización de los edificios, se consideran como subsistemas independientes el subsistema de calefacción y el subsistema de refrigeración. El subsistema de calefacción consiste en un sistema de distribución por radiadores. El subsistema de refrigeración consiste en un sistema basado en máquinas enfriadoras aire-agua con sistema distribución a dos tubos por fancoil. Por tanto, la demanda energética asociada a refrigeración se traduce en una demanda eléctrica de las máquinas enfriadoras.

La siguiente figura muestra la **curva horaria anual** (figura a) y la **curva monótona horaria** (figura b) de **demanda eléctrica**. Se comprueba que la demanda eléctrica se concentra los meses de verano asociada al consumo del sistema de refrigeración. Se registra una demanda eléctrica pico de 582kW y una demanda eléctrica media de 200kW.

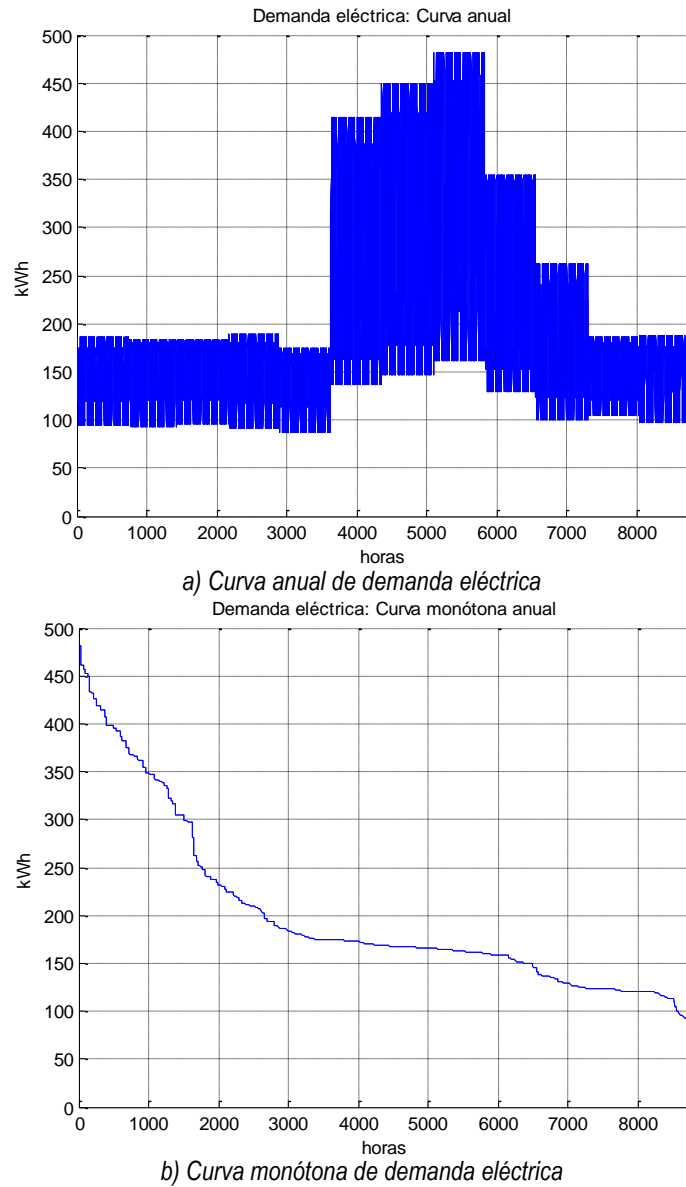


Figura 32. Demanda eléctrica horaria: a) curva anual y b) curva monótona anual. Fuente: elaboración propia.

La siguiente figura muestra la **curva horaria anual** (figura a) y la **curva monótona horaria** (figura b) de **demanda térmica** (calefacción y ACS). Se comprueba que la demanda térmica se concentra los meses de invierno. Se registra una demanda térmica pico de 700kW y una demanda térmica media de 230kW.

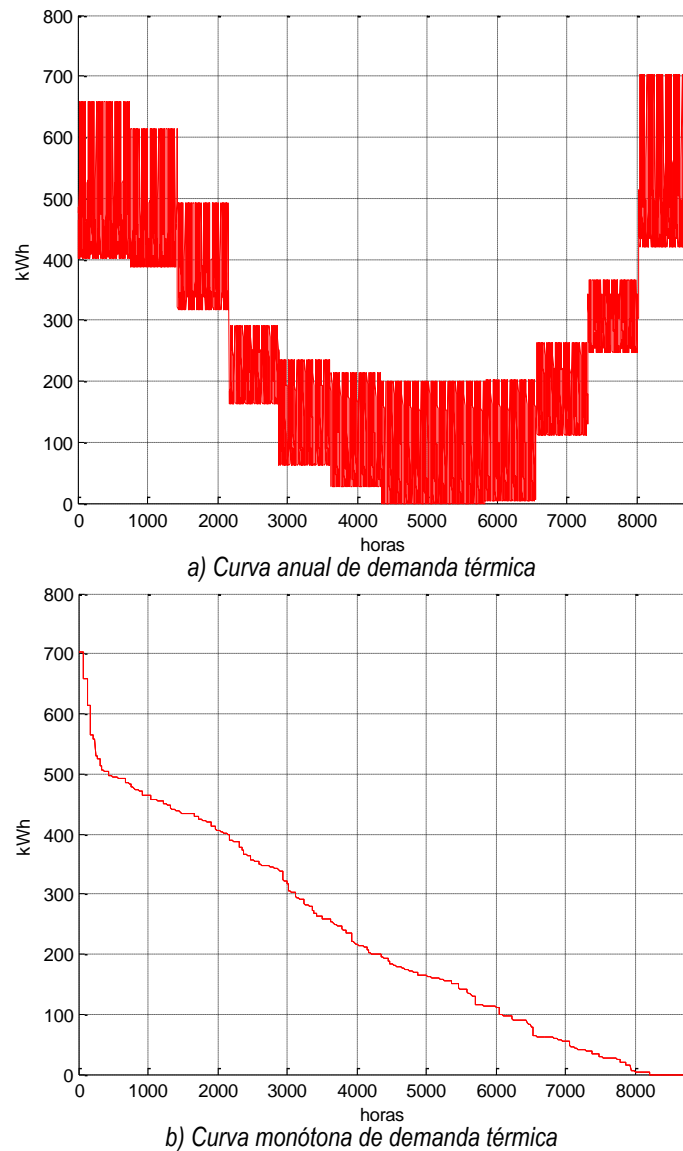


Figura 33. Demanda térmica horaria: a) curva anual y b) curva monótona anual. Fuente: elaboración propia.

6.3. Propuestas de configuración de la microrred

El objetivo del presente proyecto consiste en el análisis de la influencia de la estrategia de operación y gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica de microrredes energéticas en entornos urbanos.

El análisis y desarrollo de metodologías de diseño del mix de producción energética para un distrito urbano queda fuera del alcance del presente proyecto. Sin embargo, en el presente proyecto **se plantean diversas configuraciones de microrredes que integran diferentes subsistemas de producción energética** (cogeneración basada en MACI, fotovoltaica, solar térmica, calderas convencionales de gas natural) con objeto de poder **analizar en profundidad la influencia de la gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica de los diversos escenarios.**

Tal y como se ha concluido en el apartado 3.2, se han considerado las siguientes **tecnologías o sistemas de suministro energético al distrito**: red eléctrica, cogeneración basada en MACI para suministro de electricidad y calor, tecnología fotovoltaica, tecnología solar térmica y caldera de gas natural.

Se plantea que la **microrred opera de forma interconectada a la red de distribución** para todas las configuraciones objeto de estudio. Cada una de las configuraciones tiene una determinada potencia de autoproducción eléctrica y térmica, es decir, cada una de ellas presenta un determinado nivel de autonomía energética, tal y como se presenta en la Tabla 15.

Según la normativa vigente, la prestación de los servicios energéticos a este distrito, bajo el supuesto de edificios de nueva construcción o rehabilitación integral, requiere la integración de **producción térmica y eléctrica a partir de fuentes renovables**, mediante tecnología solar térmica fotovoltaica, respectivamente.

Según establece el [12] y considerando un consumo de ACS de 38.500 litros estando el edificio situado en la zona climática radiación II, el diseño de las instalaciones de producción energética debería garantizar un aporte mínimo del 70% de la demanda de agua caliente sanitaria a partir de energía solar térmica o cogeneración.

Según establece el [12], se debería instalar una planta de producción fotovoltaica cuya potencia pico fuese igual o superior a 18kWp. En este caso de estudio, el distrito dispone de superficie suficiente para la instalación de una planta fotovoltaica de 250kWp. Es por ello, que en las configuraciones objeto de estudio se analizará la sostenibilidad energética, ambiental y económica que conlleva la integración de una planta fotovoltaica de 250kWp.

Como alternativa a la integración de tecnologías renovables de producción térmica y eléctrica, se contempla la **cogeneración de electricidad y calor** dado su alto nivel de eficiencia energética.

Todas las configuraciones tienen en consideración un **escenario de suministro base** consistente en la conexión a la red eléctrica de distribución para el suministro eléctrico y un subsistema de producción térmica basado en calderas de gas natural para el suministro térmico. La potencia contratada o instalada del escenario de suministro base permite satisfacer la totalidad de la demanda máxima eléctrica y térmica, respectivamente.

Las características principales de las configuraciones analizadas se describen en la siguiente tabla. Se muestra la potencia instalada de cada subsistema productor o subsistema de suministro energético considerado, así como el nivel de autonomía de la microrred operando de forma aislada sobre la referencia de la demanda eléctrica base del distrito (200kWe).

Ref.	P. eléctrica interconexión [kWe]	Caldera [kWt]	CHP [kWe]	PV [kWp]	IST [m2]	Autonomía eléctrica (modo aislado) [%] de potencia base
A	500	700	-	-	-	0
B			-	250	-	0
C			-	-	300	0
D			500	-	-	100
E			300	-	-	100
F			200	-	-	100
G			150	-	-	75
H			100	-	-	50
I			300	250	-	100
J			200	250	-	100
K			150	250	-	75
L			100	250	-	50

Tabla 15. Configuraciones de microrred propuestas. Fuente: elaboración propia.

La **configuración A** constituye el escenario convencional de suministro energético basado en la conexión a red y un subsistema de caldera de gas natural. La **configuración B** refleja la opción de integración de tecnología fotovoltaica mientras que la **configuración C** refleja la opción de integración de tecnología solar térmica que garantiza una cobertura del 60% de la demanda de ACS.

Las **configuraciones D-H** contemplan la integración de cogeneración de diversas potencias desde 500kWe hasta 150kWe. Las **configuraciones I-L** contemplan plantas de producción eléctricas híbridas consistentes en un subsistema productor basado en cogeneración (desde 300kWe hasta 150kWe) y en un subsistema fotovoltaico de 250kWp. En el contexto de configuraciones híbridas no se contempla el caso base de cogeneración de 500kWe ya que supondría una sobrecapacidad de la potencia instalada en el contexto de demanda eléctrica del distrito objeto de estudio.

6.4. Estructura de análisis

A continuación se describen los análisis realizados en el contexto de este caso de estudio, considerando las configuraciones energéticas descritas en el apartado anterior y las estrategias de gestión descritas en el apartado 5.2.

Como punto de partida se ha evaluado y analizado comparativamente la sostenibilidad energética, ambiental y económica de las configuraciones (A-H) de la microrred energética operando según la estrategia de gestión 1 para satisfacer la demanda del distrito urbano objeto de estudio. Los resultados de este estudio de **análisis de configuración de la microrred energética** se presentan en el apartado 7.1.

Posteriormente se ha analizado la **influencia de la estrategia de gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica** mediante la evaluación y el análisis comparativo de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de las cinco configuraciones de la microrred energética que integran cogeneración (D-H) considerando diversas estrategias de operación y gestión energética (1-4). Los resultados de este estudio se presentan en el apartado 7.2.

Para concluir, se analiza la sostenibilidad energética, ambiental y económica de cuatro de las configuraciones de microrred energética que integran cogeneración (E-H) hibridadas con fotovoltaica (250kWp) considerando la estrategia de gestión energética 3. Los resultados del **análisis de la hibridación de tecnología cogeneración y fotovoltaica** se presentan en el apartado 7.3.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis de la operación de la microrred energética, la sostenibilidad energética, ambiental y económica considerando las diversas configuraciones energéticas descritas en el apartado 6.3 y las diversas estrategias de gestión energética descritas en el apartado 5.2. La presentación de resultados se estructura según descrito en el apartado 6.4

7.1. Configuración de la microrred energética

El objetivo de este estudio consiste en la **evaluación de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de diversas configuraciones de microrred energética para el suministro energético del distrito urbano objeto de estudio**. Las configuraciones objeto de estudio se muestran en la siguiente tabla.

Ref.	P. eléctrica interconexión [kWe]	Caldera [kWt]	CHP [kWe]	PV [kWp]	IST [m2]	Autonomía eléctrica (modo aislado) [%] de potencia base
A	500	700	-	-	-	0
B			-	250	-	0
C			-	-	300	0
D			500	-	-	100
E			300	-	-	100
F			200	-	-	100
G			150	-	-	75
H			100	-	-	50

Tabla 16. Estudio 1: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia.

En el ámbito de este primer estudio, se ha considerado que la microrred opera según el **modelo de gestión 1** (ver apartado 5.2.1). Es decir, la microrred está conectada a la red de distribución de forma que puede consumir energía eléctrica de la red pero no se contempla la posibilidad de la inyección del excedente de electricidad producida en la microrred. Por tanto, la autoproducción eléctrica se ajusta horariamente a la demanda de electricidad. Desde el punto de vista de la gestión térmica, se considera que la producción de energía térmica se ajusta a la demanda térmica en cada hora del año, de forma que no se produce excedente de energía térmica. En este contexto, se ha evaluado y analizado comparativamente la operación de la microrred energética y los indicadores de sostenibilidad energética, ambiental y económica de cada una de las configuraciones de microrred propuestas (ver Tabla 16).

7.1.1. Análisis de la operación de la microrred energética

En este apartado se analiza el **índice de cobertura de la demanda eléctrica y térmica** asociado a cada una de las tecnologías productoras u opciones de suministro energético presentes en la microrred. La siguiente figura muestra comparativamente el índice de cobertura de la demanda eléctrica de cada tecnología para cada una de las configuraciones objeto de estudio.

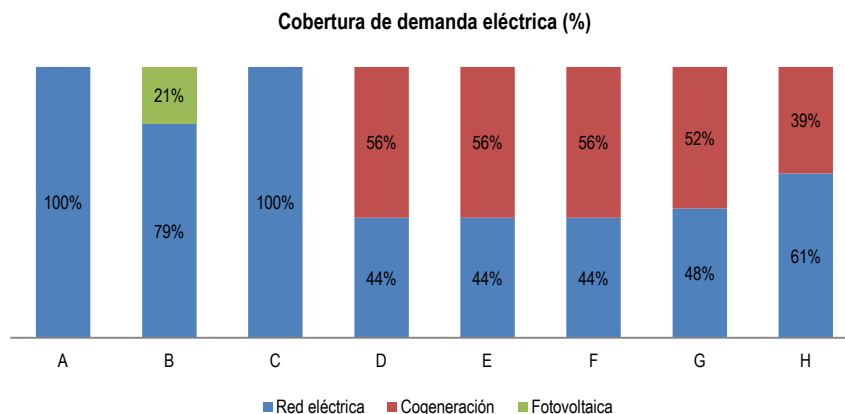


Figura 34. Estudio 1: cobertura de demanda eléctrica. Fuente: elaboración propia.

Se observa que en la configuración B se registra una cobertura fotovoltaica del 21%. En el caso de las configuraciones que integran motor de cogeneración (D-H), se observa un nivel de cobertura mínimo del 39% asociado a la configuración con menor potencia instalada (Caso H-100kWe MACI). Sin embargo, se comprueba que para las configuraciones D (500kWe MACI), E (300kWe MACI) y F (200kWe MACI) se registra un índice constante de cobertura eléctrica mediante cogeneración igual al 56%.

Este hecho tiene su origen en la estrategia de gestión considerada ya que la operación de la cogeneración está limitada tanto por la demanda eléctrica como por la demanda térmica sin posibilidad de producción de energía excedente. Por tanto, es la estrategia de gestión la que limita el aporte de la cogeneración independientemente de la potencia instalada.

Análogamente a la figura anterior, a continuación se representa comparativamente el índice de cobertura de la demanda térmica de cada tecnología para cada una de las configuraciones objeto de estudio.

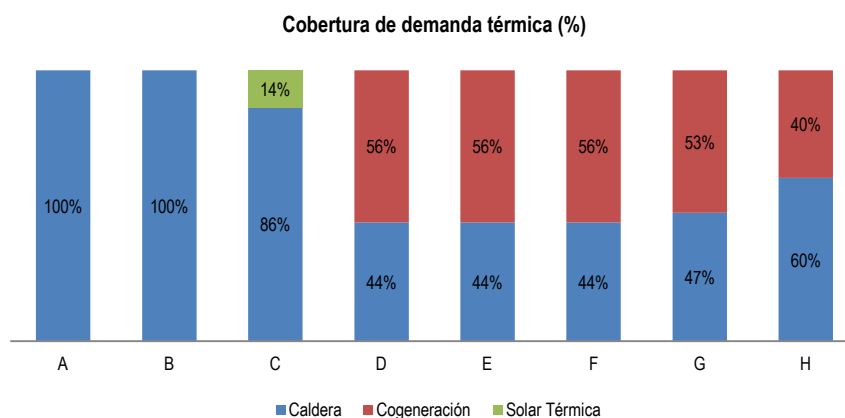


Figura 35. Estudio 1: cobertura de demanda térmica. Fuente: elaboración propia.

La configuración C que integra producción solar térmica registra una cobertura solar térmica del 14% equivalente a una cobertura del 60% de la demanda ACS para el cual ha sido dimensionada. En el caso de las configuraciones que integran motor de cogeneración (D-H), se observa un índice de cobertura mínimo del 40% asociado a la configuración con menor potencia instalada (Caso H- 100kWe MACI).

Como cabía esperar, el índice de cobertura asociado a las configuraciones D (500kWe MACI), E (300kWe MACI) y F (200kWe MACI) registra un valor constante. Tal y como se ha concluido en el análisis anterior, este valor constante tiene su origen en la estrategia de gestión considerada que no permite la producción de excedentes. En el apartado 7.2.1 se estudia la operación de estas configuraciones de microrred considerando diversas estrategias de gestión y se analizan la influencia de la estrategia de gestión en los índices de cobertura de demanda eléctrica y térmica.

7.1.2. Análisis de la sostenibilidad energética

La sostenibilidad energética o nivel de eficiencia energética se mide en términos de energía primaria consumida por la microrred para la satisfacción de la totalidad de la demanda energética (eléctrica y térmica) del distrito urbano. La siguiente figura muestra comparativamente el consumo de energía primaria para cada una de las configuraciones objeto de estudio.

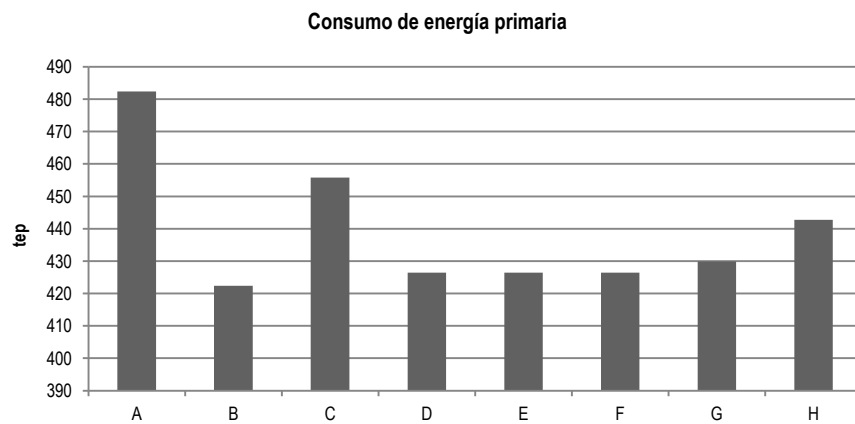


Figura 36. Estudio 1: consumo de energía primaria. Fuente: elaboración propia.

La configuración A representa el caso de referencia del sistema convencional y registra el mayor consumo de energía primaria, registrando un valor de 482 tep. Desde el punto de vista de la sostenibilidad energética, la configuración B que integra producción fotovoltaica es la óptima registrando una reducción del 12% en el consumo de energía primaria.

La configuración C que integra la producción solar térmica reduce el consumo de energía primaria un 5% respecto al caso de referencia base. La reducción en el consumo de energía primaria es menor que el registrado para la configuración B debido a la menor contribución energética de la instalación solar térmica.

En relación a las configuraciones que integran cogeneración, se registra en todos los casos una reducción del consumo de energía primaria. La reducción se sitúa entre el 8% (configuración H) y el 11% (configuraciones D, E, F). La mayor eficiencia en el uso de la energía primaria consumida por la tecnología de cogeneración que produce simultáneamente electricidad y calor consigue reducir notablemente el consumo de energía primaria del distrito respecto al caso de referencia (configuración A) y, con ello, mejorar la sostenibilidad energética.

Se observa que aquellas configuraciones cuya índice de cobertura eléctrica mediante cogeneración es máxima, registran los menores valores de consumo de energía primaria (D, E, F).

7.1.3. Análisis de la sostenibilidad ambiental

La evaluación de la sostenibilidad ambiental de las configuraciones objeto de estudio se evalúan según la emisión de dióxido de carbono asociada a la satisfacción de la totalidad de demanda eléctrica y térmica del distrito. La siguiente figura muestra comparativamente el nivel de emisiones de dióxido de carbono anuales asociadas a cada configuración.

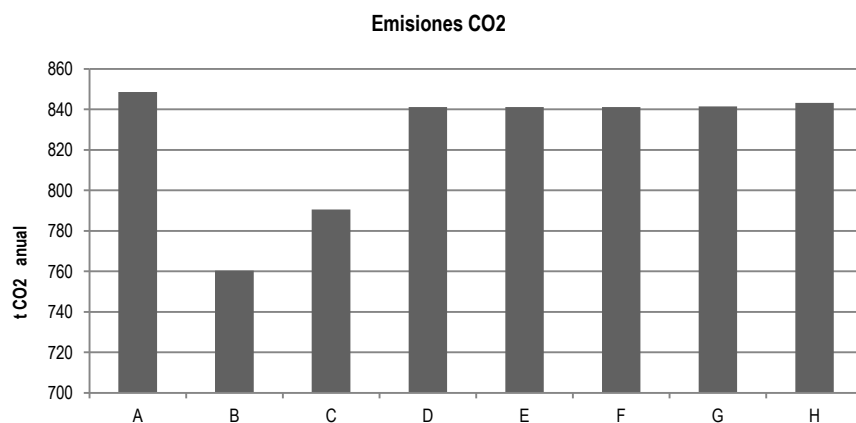


Figura 37. Estudio 1: emisiones de CO₂. Fuente: elaboración propia.

El caso de referencia base (configuración A) tiene asociado la emisión de 849 tCO₂ anualmente. El mínimo nivel de emisiones de CO₂ se registra en el caso de la configuración B que integra producción fotovoltaica, se registra una reducción de emisiones de CO₂ del 10% respecto al caso de estudio base.

En el caso de las configuraciones que integran cogeneración se registra una reducción inferior al 1% en el nivel de emisiones de CO₂ respecto al caso de referencia convencional. La escasa reducción en el nivel de emisiones se explica porque el índice de emisión de CO₂ específico por unidad de kWhe producido con la cogeneración (0.47kgCO₂/kWhe) es superior al índice de emisión de CO₂ específico por unidad de kWhe consumido de la red eléctrica española (0.24kgCO₂/kWhe).

A pesar de que el índice de emisión de CO₂ específico por unidad de kWhe sea desfavorable a la cogeneración en el contexto del mix de producción eléctrica española, la mayor eficiencia en el uso de la energía primaria consumida para la producción simultánea de electricidad y calor que comporta la cogeneración permite asegurar una reducción neta de las emisiones globales siguiendo la estrategia de gestión 1.

Se concluye que en un contexto de alta integración de energías renovables en el mix eléctrico nacional, el efecto de la integración de generación distribuida basada en cogeneración a partir de gas natural en términos de sostenibilidad ambiental deberá evaluarse para cada caso particular.

7.1.4. Análisis de la sostenibilidad económica

Una vez analizada la operación de las diversas configuraciones de la microrred y su sostenibilidad energética y ambiental, se analiza la sostenibilidad económica de la inversión en cada una de las propuestas de diseño objeto de estudio.

La inversión económica en cada una de las configuraciones se ha estimado según las hipótesis presentadas en el apartado 5.6.1 y se representa en la figura Figura 39. La siguiente figura muestra la evolución del flujo de caja acumulado considerando los 25 años de vida útil de la instalación para cada una de las configuraciones objeto de estudio.

Se considera la operación de la microrred del año base y se aplican los escenarios de evolución de precios de compra de electricidad, gas natural y compra de derechos de emisión de CO₂ presentados en el apartado 5.7.

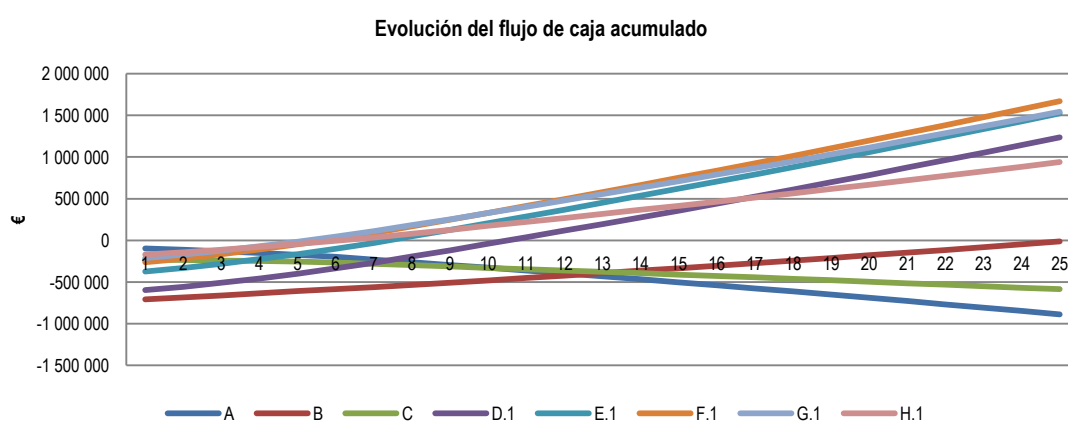


Figura 38. Estudio 1: evolución del flujo de caja acumulado. Fuente: elaboración propia.

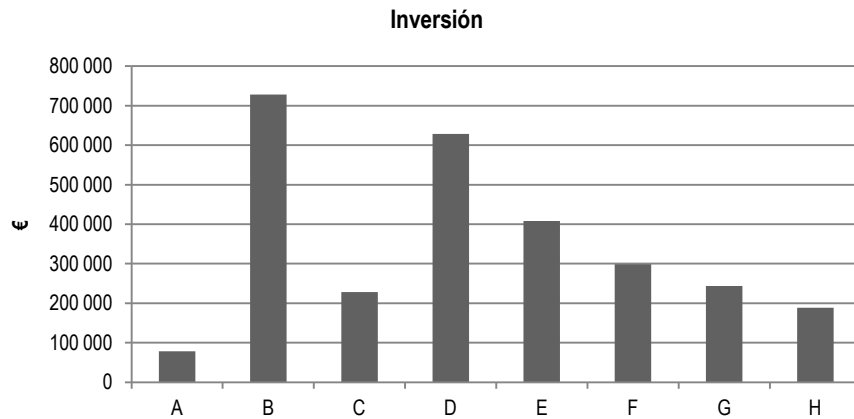
Se comprueba que la **configuración A** que constituye el escenario de referencia convencional registra una tendencia decreciente del flujo de caja dada la tendencia alcista de los precios. La **configuración C** que integra energía solar térmica para satisfacer el 60% de la demanda de ACS también registra una tendencia decreciente del flujo de caja acumulado dado que el aporte procedente de renovables es bajo y la tendencia alcista de precios afecta notablemente a la evolución de la cuenta de explotación de esta configuración.

Por el contrario, el **resto de configuraciones** presentan una **tendencia creciente del flujo de caja acumulado**. En el caso de la **configuración B** que integra producción fotovoltaica, a pesar de la tendencia creciente gracias a la aportación renovable, no consigue registrar un flujo de caja positivo dado el elevado nivel de inversión en fotovoltaica y, por tanto, **no se rentabiliza la inversión**.

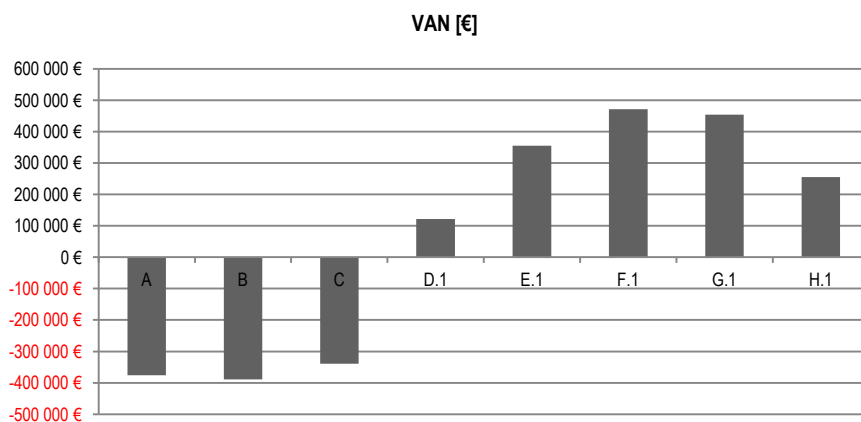
Las configuraciones que integran **cogeneración (D-H)** registran valores positivos del flujo de caja acumulado al final de la vida del proyecto, lo que implica que **se rentabiliza la inversión**. Estas configuraciones registran una tendencia creciente del flujo de caja acumulado registrando una mayor pendiente aquellas configuraciones con una mayor cobertura procedente de la cogeneración.

Este hecho se explica dado que una mayor aportación de la cogeneración se traduce un menor consumo de energía primaria y, por tanto, una menor incidencia de la tendencia alcista de precios de energía en la explotación de la microrred. En particular, la **configuración F** bajo la estrategia de gestión 1 es la que registra un **mayor valor del flujo de caja acumulado al final de la vida útil del proyecto**.

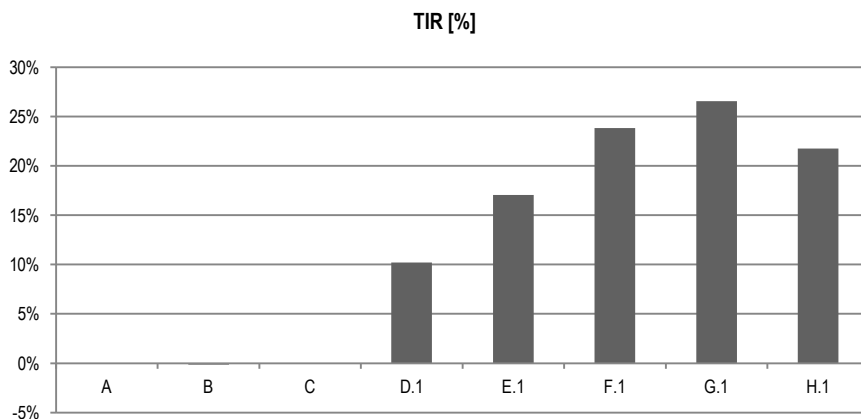
La siguiente figura muestra la inversión, VAN, TIR y PR de la inversión en las diversas configuraciones energéticas. Se comprueba que la **inversión en configuraciones que integran cogeneración (D-H) es rentable**, siendo la configuración que presenta un mayor VAN la configuración F y la que presenta una mayor tasa interna de rentabilidad la configuración G.



a) Inversión



b) Valor Actual Neto de la inversión



c) Tasa Interna de Retorno de la inversión

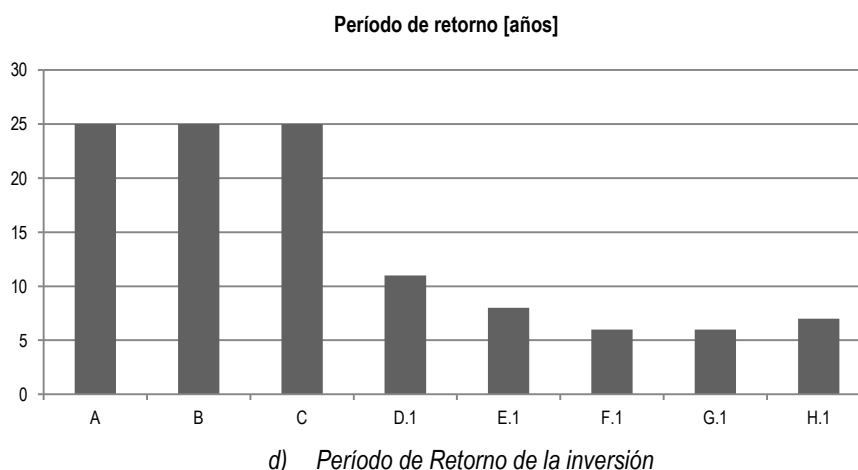


Figura 39. Estudio 1: análisis de sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia.

Tras el análisis de los resultados de las **configuraciones que integran tecnologías renovables**, se concluye que la integración de producción energética renovable (fotovoltaica, solar térmica) **favorece la sostenibilidad energética y ambiental** del suministro energético al distrito pero, principalmente en el caso de la fotovoltaica, el ahorro en compra de energía primaria y el ahorro en compra de derechos de emisiones de CO₂ **no consiguen rentabilizar la inversión inicial**.

En relación a las **configuraciones que integran cogeneración**, se concluye que su integración **mejora la sostenibilidad energética** del suministro energético registrando una reducción notable en el consumo de energía primaria. Sin embargo, la **mejora en sostenibilidad ambiental es poco notable** ya que se registra una reducción de emisiones respecto al caso de referencia inferior al 1%, dado que el índice de emisión de CO₂ de cogeneración es superior al índice de emisión de CO₂ asociado al consumo desde la red eléctrica española. En términos de sostenibilidad económica, **las inversiones en microrredes que integran cogeneración son rentables**.

Se identifica un **potencial de mejora en la sostenibilidad energética y económica si se flexibiliza la gestión energética de forma que se incremente la cobertura energética mediante cogeneración**. Por este motivo, a continuación se presentan los resultados del análisis de la influencia de la estrategia de gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica de las configuraciones (D-H) basadas en cogeneración.

7.2. Influencia de la estrategia de gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica

Se presentan los resultados del análisis de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de las cinco configuraciones de la microrred energética que integran cogeneración (D-H) considerando diversas estrategias de operación y gestión energética. La siguiente tabla resume las principales características de las configuraciones analizadas y las opciones de gestión objeto de análisis.

Ref.	P. eléctrica interconexión [kWe]	Caldera [kWt]	CHP [kWe]	PV [kWp]	IST [m2]	Autonomía eléctrica (modo aislado) [%] de potencia base
D	500	700	500	-	-	100
E			300	-	-	100
F			200	-	-	100
G			150	-	-	75
H			100	-	-	50

Tabla 17. Estudio 2: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia.

El objetivo de este estudio consiste en analizar la influencia de la estrategia de gestión de la microrred energética en el nivel de sostenibilidad energética, ambiental y económica de los diversos diseños objeto de estudio.

7.2.1. Análisis de la operación de la microrred

Las **estrategias de gestión 3 y 4 permiten la inyección del excedente de producción eléctrica procedente de la cogeneración a la red de distribución**. Por esta razón, el análisis de la gestión eléctrica de la microrred implica la evaluación de la **energía eléctrica importada**, es decir, comprada a la red y de la **energía eléctrica exportada**, es decir, inyectada a la red.

En un contexto de gestión eléctrica de microrredes bajo el principio de balance neto, se diferencia entre el balance eléctrico instantáneo y el balance eléctrico en diferido. El **balance eléctrico instantáneo** considera como energía de entrada a la microrred la energía importada real, es decir, la que se mediría con un contador unidireccional. En cambio, el **balance eléctrico en diferido** compensa anualmente la energía importada y exportada, de forma que la energía neta importada de la red es igual a la diferencia entre la energía importada real y la energía exportada a la red.

De esta forma, un **balance neto anual negativo** indica que la microrred es consumidora de energía eléctrica en el balance de año considerando los consumos en diferido. Un **balance neto anual positivo** indica que la microrred es exportadora de energía eléctrica de forma neta.

La siguiente figura muestra los resultados del análisis de la operación de la **configuración D** (500kWe cogeneración) comparativamente para cada estrategia de gestión (1-4).

La figura incluye la siguiente información:

- **Balance anual de flujos eléctricos** que incluye el flujo importador, flujo exportador y balance neto anual (figura a).
- **Cobertura de la demanda térmica** del subsistema caldera y del subsistema cogeneración, así como el flujo de energía térmica de cogeneración disipado en el caso de las estrategias de gestión 2 y 4 que lo permiten siempre que se garantice un PES mínimo del 10% (figura b).
- **Cobertura de la demanda eléctrica** de la compra de la red de distribución y del subsistema de cogeneración considerando el **balance eléctrico instantáneo** (figura c).
- **Cobertura de la demanda eléctrica** de la compra de la red de distribución y del subsistema de cogeneración considerando el **balance eléctrico en diferido** (figura d).

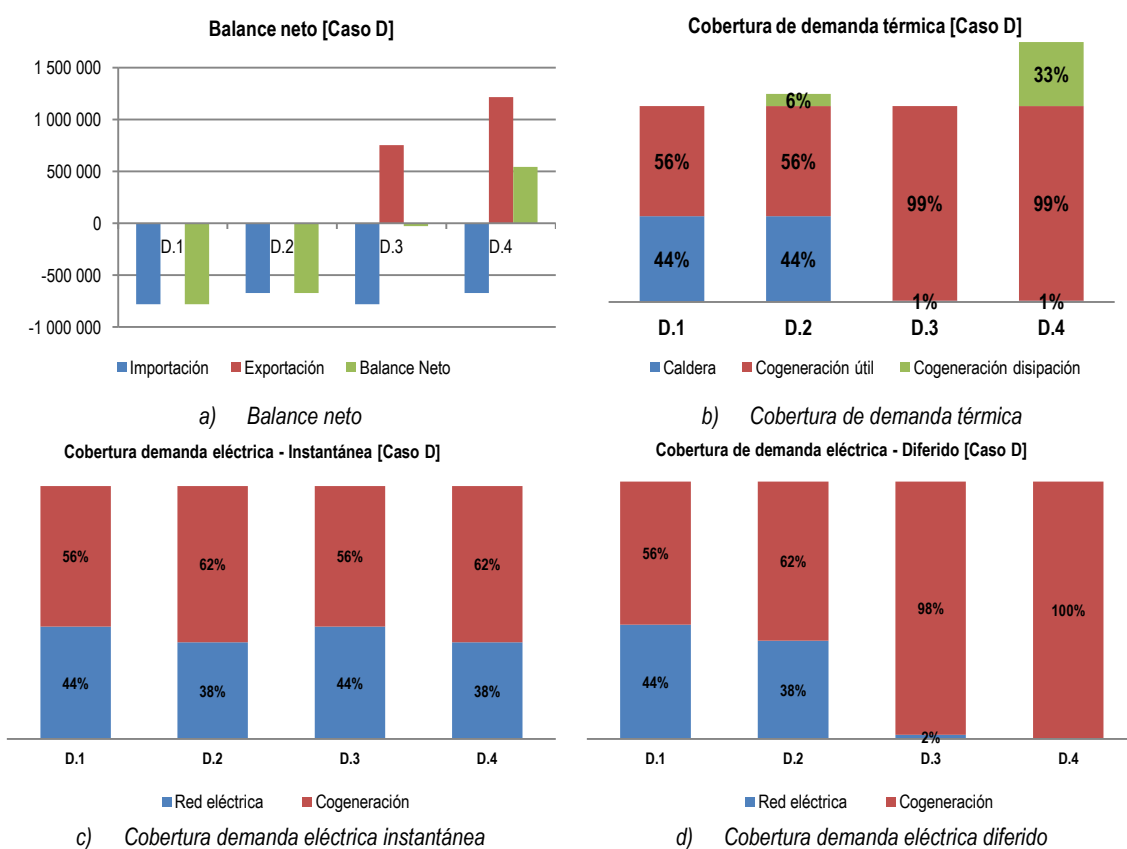


Figura 40. Estudio 2-Configuración D: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia.

En relación a las **estrategias de gestión 1 y 2**, las cuales no permiten la autoproducción de excedentes eléctricos para la inyección en red, se comprueba que la posibilidad de disipar energía térmica procedente de la cogeneración (gestión 2) implica una mayor cobertura de la demanda eléctrica mediante cogeneración (62% caso D.2 vs 56% caso D.1). Es decir, permite aumentar el número de horas de operación de la cogeneración, reduciendo el flujo importador de energía eléctrica en el caso D.2 un 14% respecto al caso D.1.

La posibilidad de autoproducción de excedente de energía eléctrica y su inyección en red que incorporan las **estrategias de gestión 3 y 4**, implican que la cogeneración opere realizando un seguimiento de la demanda térmica. Por ello, se registran niveles de cobertura de demanda térmica próximos al 100% (figura b – casos D.3 y D.4).

Si se analiza el **balance anual de flujos eléctricos** (figura a), se comprueba que el caso D.3 registra un balance neto negativo (microrred consumidora) mientras que el caso D.4 registra un balance neto positivo (microrred exportadora). A pesar de que ambas configuraciones tienen la misma potencia de cogeneración instalada, se registra esta diferencia porque la opción de gestión 4 permite la disipación de energía térmica. Este balance neto de flujos eléctricos tiene **implicaciones en la cobertura de la demanda eléctrica** ya que si se considera el **balance anual en diferido** (figura d) la cogeneración cubre prácticamente el 100% de la demanda eléctrica respecto a valores de cobertura según **balance instantáneo** (figura c) del 56% (caso D.3) y del 62% (caso D.4).

Si se analizan de forma **comparativa** los resultados obtenidos aplicando la **opción de gestión más restrictiva** (gestión 1) y la **opción de gestión más flexible** (gestión 4), la cogeneración evoluciona desde un índice de cobertura de demanda térmica del 56% y un índice de cobertura de demanda eléctrica del 56% a índice del 100% de cobertura de demanda considerando el balance anual en diferido.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de la operación de la **configuración E** (300kWe cogeneración) considerando las cuatro opciones de gestión objeto de estudio.

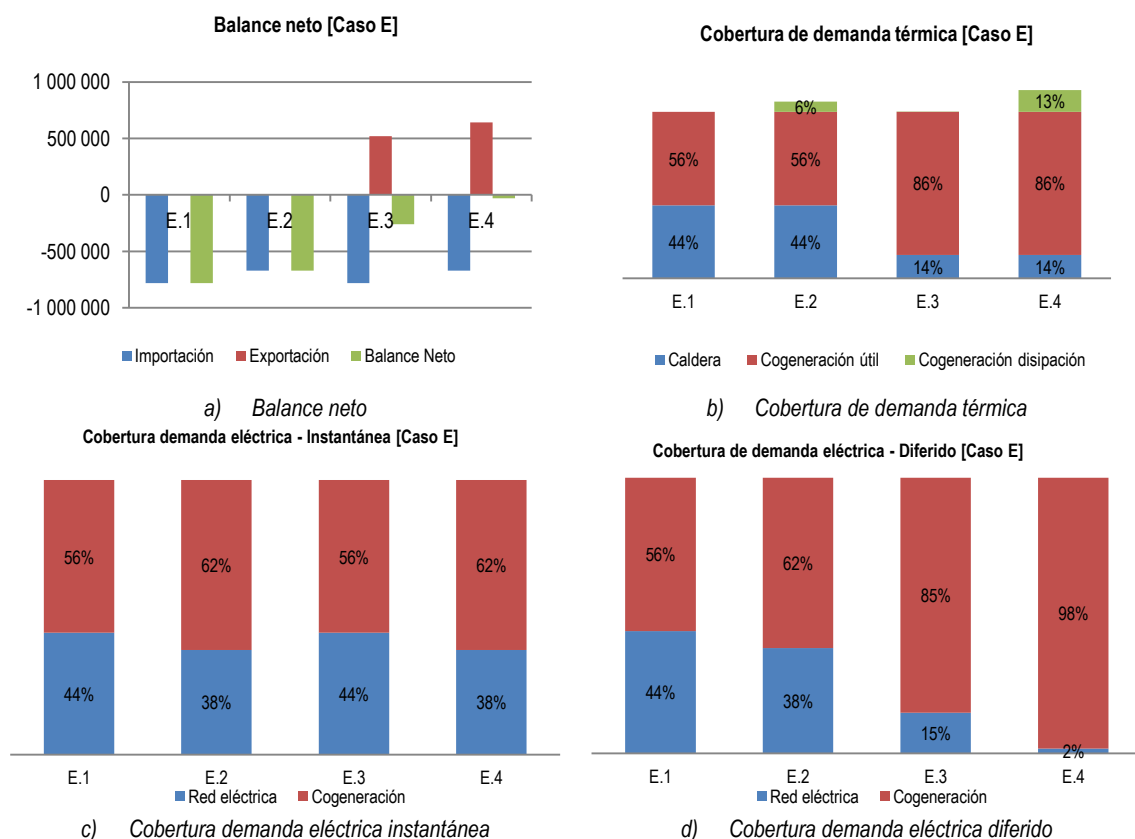


Figura 41. Estudio 2- Configuración E: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia.

Como conclusiones principales del análisis de la configuración E, se extrae que la microrred registra un balance neto negativo para todas las opciones de gestión. Es decir, desde un punto de vista anual se comporta como una **microrred consumidora**. La adopción de la estrategia de gestión 4 permite reducir el balance anual consumidor un 96% respecto a la estrategia más restrictiva (gestión 1).

Si se analizan de forma **comparativa** los resultados obtenidos aplicando la **opción de gestión más restrictiva** (gestión 1) y la **opción de gestión más flexible** (gestión 4), la cogeneración evoluciona desde un índice de cobertura de demanda térmica del 56% (casoE.1-figura a) a un índice de cobertura del 86% (casoE.4-figura a) y de un índice de cobertura de demanda eléctrica del 56% (caso E.1-figura d) a índice del 98% (caso E.4-figura d) de cobertura de demanda considerando el balance anual en diferido.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de la operación de la **configuración F** (200kWe cogeneración) considerando las cuatro opciones de gestión objeto de estudio.

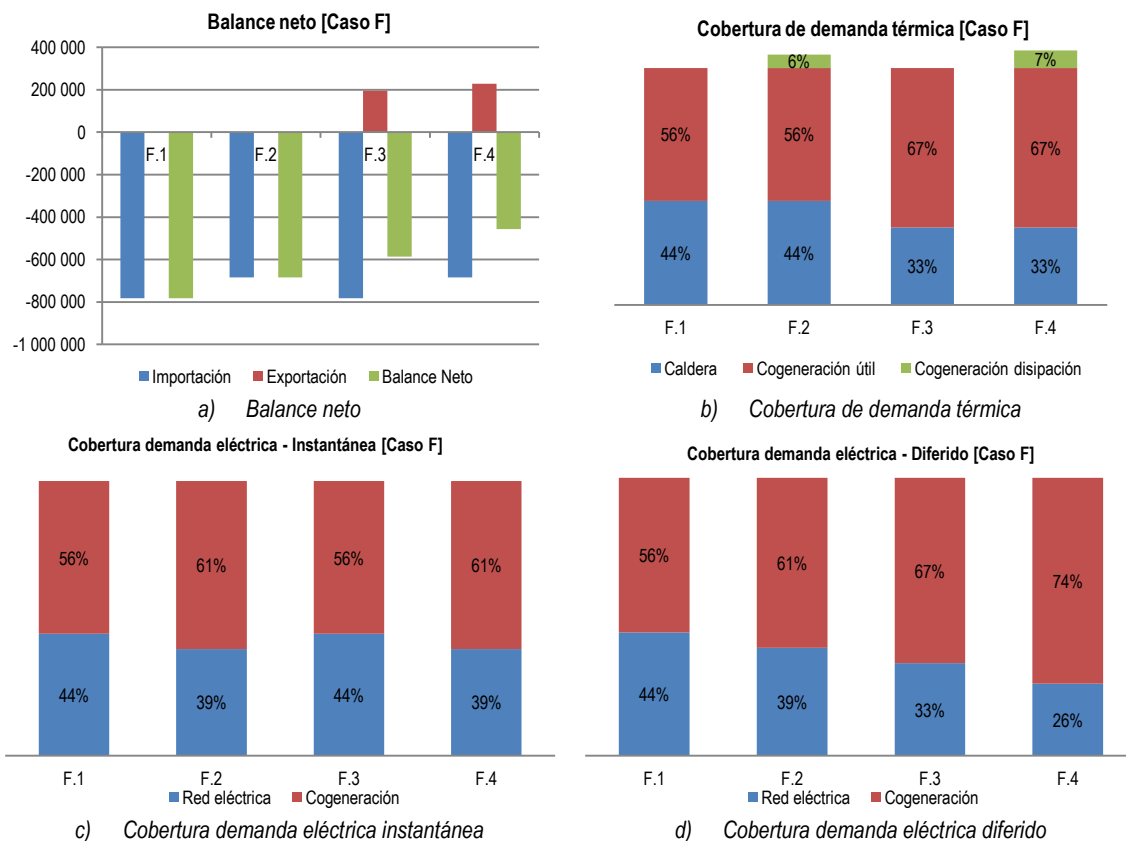


Figura 42. Estudio 2-Configuración F: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia.

El análisis de la configuración F, muestra que análogamente al caso E la microrred registra un **balance neto negativo** para todas las opciones de gestión. La adopción de la estrategia de gestión 4 permite reducir el balance anual consumidor un 41% respecto a la estrategia más restrictiva (gestión1).

Si se analizan de forma **comparativa** los resultados obtenidos aplicando la **opción de gestión más restrictiva** (gestión 1) y la **opción de gestión más flexible** (gestión 4), la cogeneración evoluciona desde un índice de cobertura de demanda térmica del 56% (casoF.1-figura a) a un índice de cobertura del 67% (casoE.4-figura a) y de un índice de cobertura de demanda eléctrica del 56% (caso E.1-figura d) a índice del 74% (caso E.4-figura d) de cobertura de demanda considerando el balance anual en diferido.

La **incidencia de la estrategia de gestión es menor** que la incidencia registrada en los casos de estudio anteriores dado que la potencia instalada de cogeneración es menor y, por tanto, el potencial de producción energética excedente para inyección o disipación térmica es menor.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de la operación de la **configuración G** (150kWe cogeneración) considerando las cuatro opciones de gestión objeto de estudio.

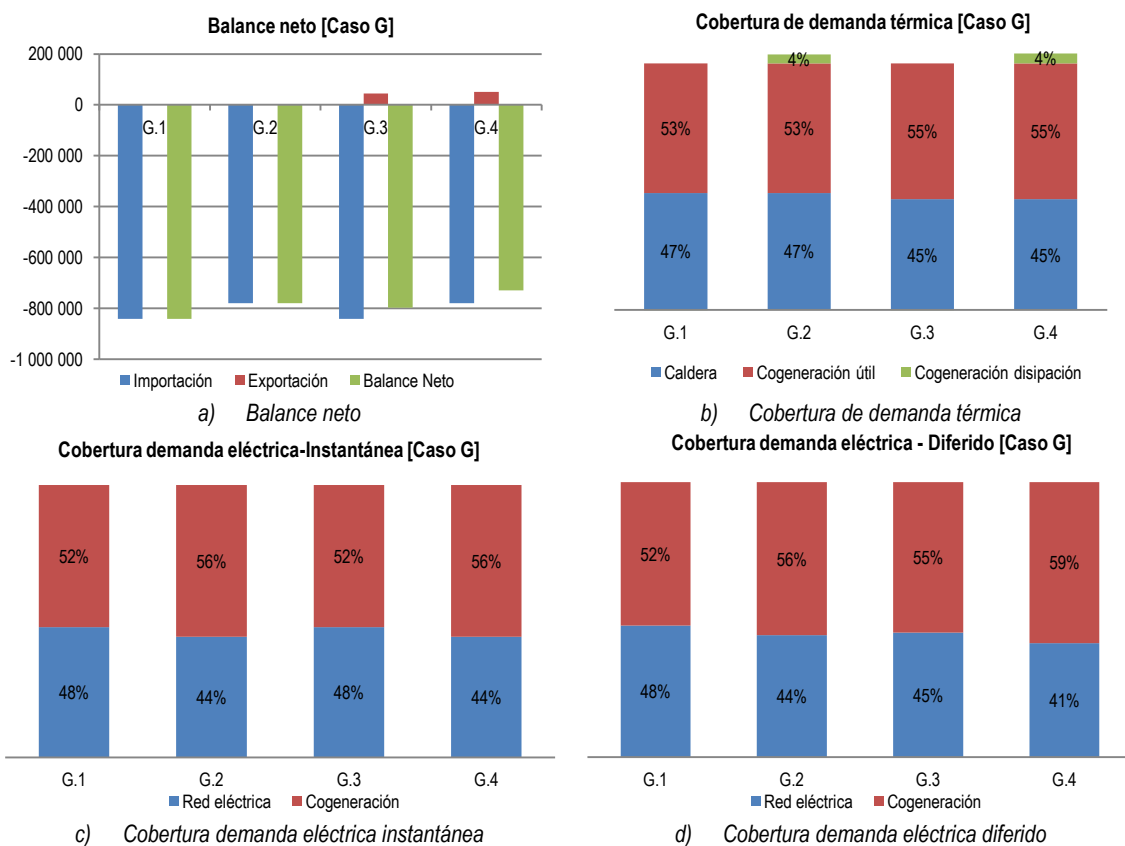


Figura 43. Estudio 2-Configuración G: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia.

La **incidencia de la estrategia de gestión es menor** que la incidencia registrada en los casos de estudio anteriores dado que la potencia instalada de cogeneración es menor y, por tanto, el potencial de producción energética excedente para inyección o disipación térmica es menor.

El mayor valor de energía exportada se registra en el caso G.4 y supone un 6% respecto al flujo energético importado. Si se analizan de forma **comparativa** los resultados obtenidos aplicando la **opción de gestión más restrictiva** (gestión 1) y la **opción de gestión más flexible** (gestión 4), la cogeneración evoluciona desde un índice de cobertura de demanda térmica del 53% (casoG.1-figura a) a un índice de cobertura del 55% (casoG.4-figura a) y de un índice de cobertura de demanda eléctrica del 52% (caso G.1-figura d) a índice del 59% (caso G.4-figura d) de cobertura de demanda considerando el balance anual en diferido.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de la operación de la **configuración H** (100kWe cogeneración) considerando las cuatro opciones de gestión objeto de estudio.

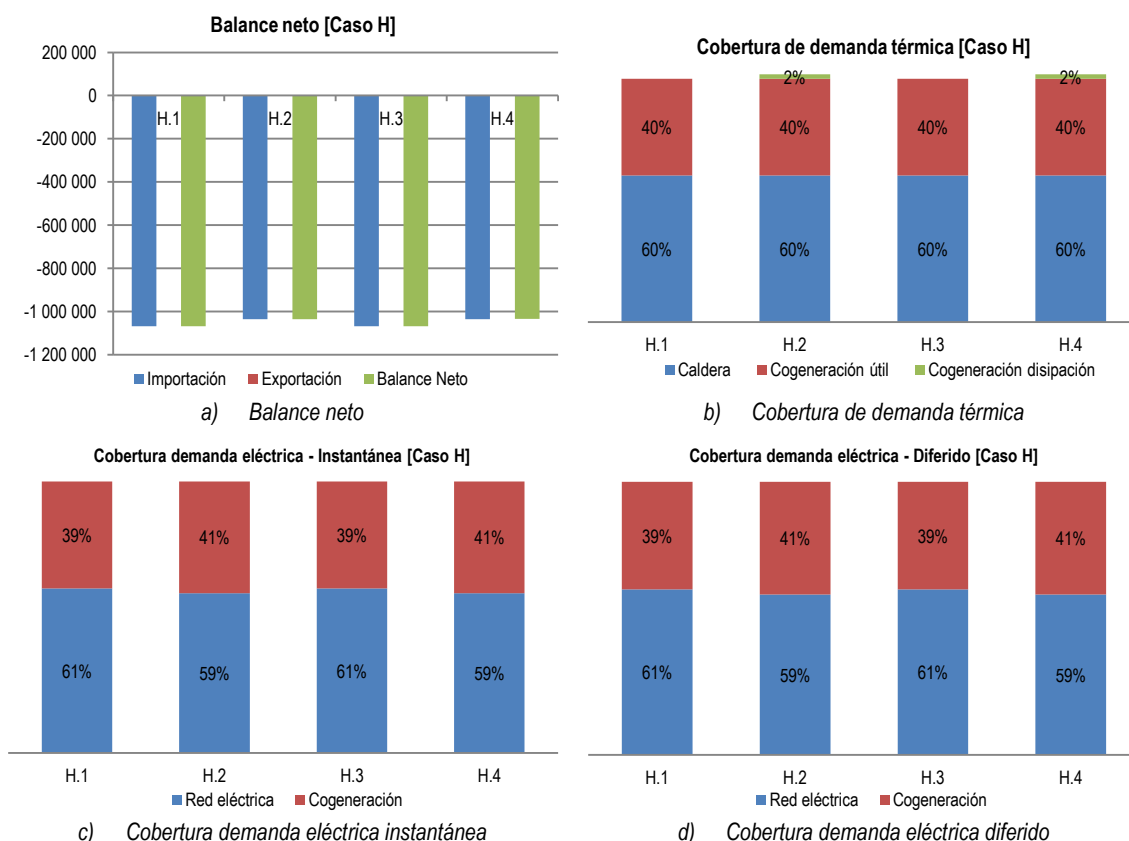


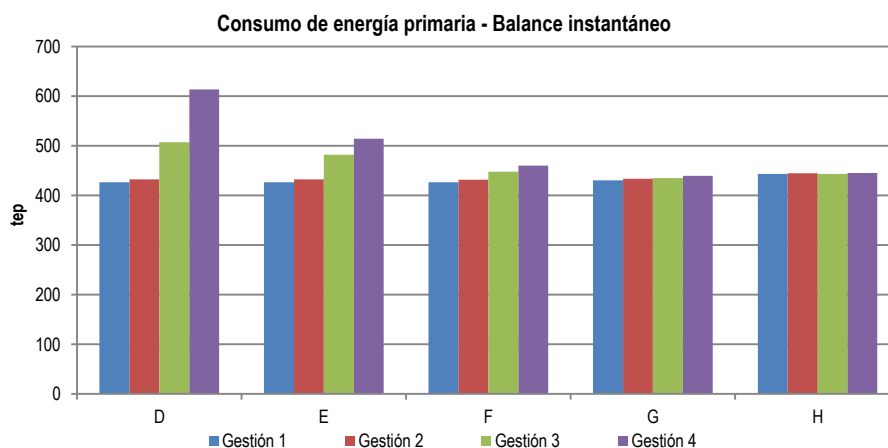
Figura 44. Estudio 2-Configuración H: análisis de la operación de la microrred. Fuente: elaboración propia.

Dado que la potencia de cogeneración instalada en esta configuración (100kWe) es menor que la demanda eléctrica base del distrito, la implantación de diversas estrategias de gestión energética que flexibilicen la operación tiene una influencia poco notable. Por esta razón, esta configuración no registra ningún flujo energético exportador y los índices de cobertura de demanda térmica y eléctrica permanecen prácticamente inalterados.

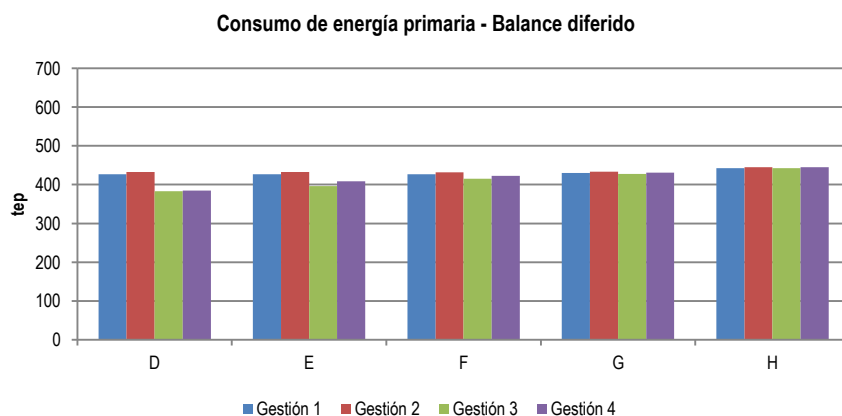
7.2.2. Análisis de la sostenibilidad energética

La sostenibilidad energética o nivel de eficiencia energética se mide en términos de **energía primaria consumida** por la microrred para la satisfacción de la totalidad de la demanda energética (eléctrica y térmica) del distrito urbano.

La siguiente figura muestra comparativamente el consumo de energía primaria para cada una de las cinco configuraciones objeto de estudio (D-H) y para cada opción de gestión energética (1-4). Se ha evaluado el consumo de energía primaria considerando tanto los índices de **operación de la microrred según el balance instantáneo** (figura a) como los índices de **operación según el balance anual en diferido** (figura b).



a) Consumo de energía primaria según balance instantáneo



b) Consumo de energía primaria según balance anual diferido

Figura 45. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad energética. Fuente: elaboración propia.

Si se analiza la **sostenibilidad energética de la microrred desde un punto de vista de balance energético instantáneo**, se comprueba que el consumo de energía primaria aumenta conforme se implementan estrategias de gestión más flexibles (1->4).

Este resultado se explica porque una mayor flexibilidad en la gestión implica un mayor de flujos energéticos ya que aumenta la operación de la cogeneración en términos absolutos que destina la producción eléctrica excedente a la inyección en red, mientras que se mantiene el flujo de energía eléctrica importado de la red necesario para aquellas horas del año en las que la demanda térmica limita la operación de la cogeneración.

En cambio, si se analiza la **sostenibilidad energética de la microrred considerando el balance neto anual en diferido**, se constata que la implementación de estrategias de gestión más flexibles implica la reducción del consumo de energía primaria. La reducción es mayor en aquellas configuraciones que registran un mayor flujo exportador de energía (configuraciones D, E).

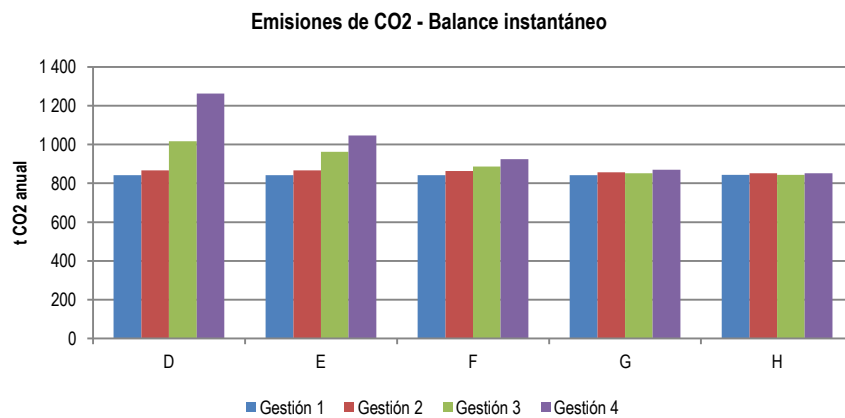
Desde un punto de vista de sostenibilidad energética, la opción de gestión 3 que permite la autoproducción de excedente de energía eléctrica siempre que se garantice el aprovechamiento de la producción térmica de la cogeneración, resulta la opción más favorable.

Respecto a la configuración A que representa el caso de referencia del sistema convencional (ver apartado 7.1) registra un consumo de energía primaria de 482 tep. La opción de gestión 3 registra una reducción entre el 2% (configuración G) y el 20% (configuración D).

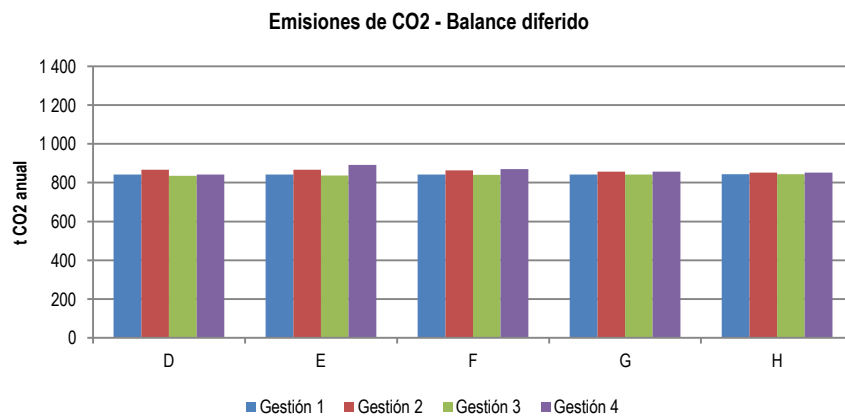
7.2.3. Análisis de la sostenibilidad ambiental

Se analiza la **influencia de las estrategias de gestión energética en la sostenibilidad ambiental** de las diversas configuraciones objeto de estudio según la emisión de dióxido de carbono asociada a la satisfacción de la totalidad de demanda eléctrica y térmica del distrito.

La siguiente figura muestra comparativamente las emisiones de CO₂ anuales asociadas a cada una de las cinco configuraciones objeto de estudio (D-H) y para cada opción de gestión energética (1-4). Se ha evaluado el indicador de sostenibilidad ambiental considerando tanto los índices de **operación de la microrred según el balance instantáneo** (figura a) como los índices de **operación según el balance anual en diferido** (figura b).



a) Emisiones de CO₂ según balance instantáneo



b) Emisiones de CO₂ según balance anual diferido

Figura 46. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad ambiental. Fuente: elaboración propia.

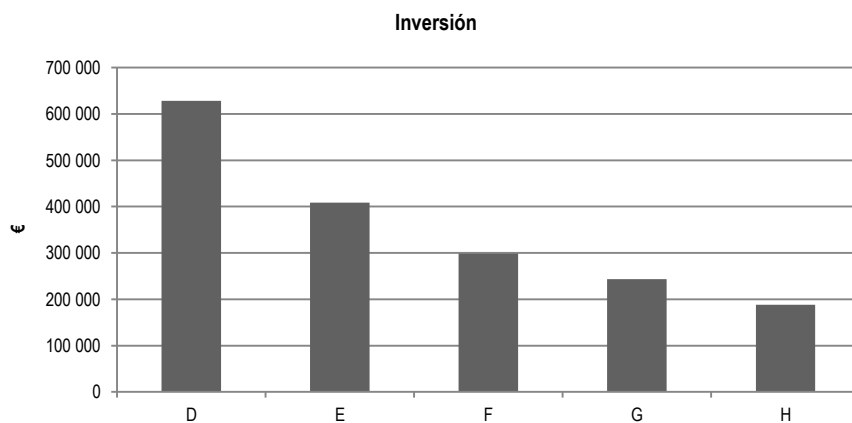
Análogamente a las conclusiones extraídas del análisis de la sostenibilidad energética, se comprueba que en el contexto del **balance instantáneo** la implementación de estrategias de gestión más flexibles implica un aumento en el nivel de emisiones de CO₂ dado el mayor flujo energético total que gestiona la microrred.

Si se analiza la sostenibilidad energética de la instalación considerando el **balance neto anual en diferido** se registra en todos los casos una reducción de las emisiones anuales inferior al 2% respecto al caso de referencia base (configuración A) que tiene asociado la emisión de 849 tCO₂ anualmente.

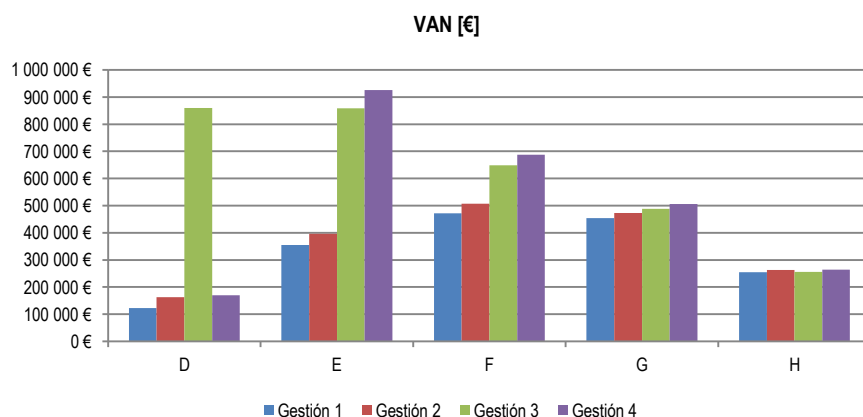
Por tanto, se concluye que la **implementación de estrategias de gestión más flexibles en microrredes basadas en cogeneración a partir de gas natural, no tiene asociada una mejora notable en relación a la sostenibilidad ambiental del sistema**. Este corolario tiene validez en el **contexto del sistema eléctrico español** que registra actualmente un elevado índice de cobertura eléctrica basada en tecnologías de producción renovables.

7.2.4. Análisis de la sostenibilidad económica

Se analiza la influencia de las estrategias de gestión energética en la sostenibilidad económica de las diversas configuraciones energética objeto de estudio. Para cada configuración (D-H) se muestra la inversión estimada (figura a) y a continuación se analizan los indicadores de sostenibilidad económica: VAN (figura b), TIR (figura c) y PR (figura d) considerando cada una de las estrategias de gestión energética.



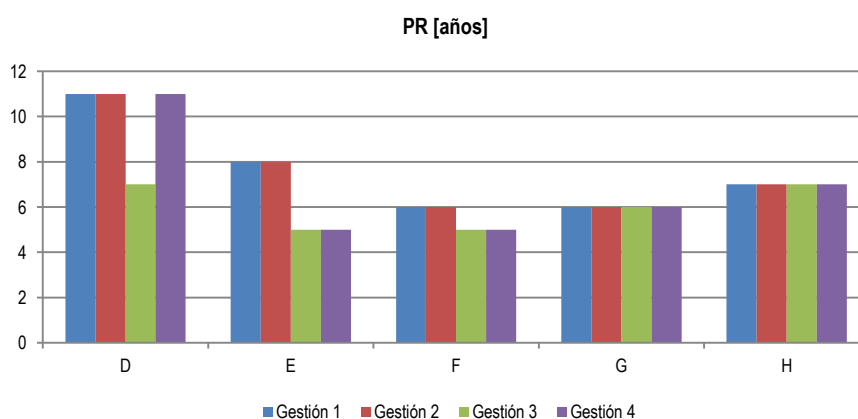
a) Inversión



b) Valor Actual Neto de la inversión



c) Tasa Interna de Retorno de la inversión



d) Período de Retorno de la inversión

Figura 47. Estudio 2: análisis de la sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia.

Como conclusión general de este análisis se extrae que **la implementación de estrategias de gestión energética más flexibles (1->4) repercute en una mayor rentabilidad de la inversión** en términos de aumento de VAN y TIR así como de reducción del PR.

Cabe destacar como **excepción el escenario de estudio D.4** (500kWe cogeneración – inyección a red eléctrica y disipación de energía térmica garantizando PES mínimo del 10%), que registra un empeoramiento notable en los indicadores de rentabilidad respecto al escenario D.3. Este efecto se explica por el hecho de que este escenario resulta un sistema exportador de energía eléctrica tras haber aplicado el balance neto anual, tal y como se ha analizado en el apartado 5.2. Siguiendo los principios del balance neto, **el operador ESCO del sistema no percibe ningún tipo de remuneración económica por el flujo neto exportador una vez aplicado el balance de consumos anual**. Por esta razón, este escenario no resultaría atractivo desde el punto de vista de rentabilidad económica respecto al escenario de gestión D.3.

Este resultado demuestra la **efectividad del balance neto que penaliza los escenarios cuyo balance anual neto es exportador y favorece aquellos escenarios diseñados y operados para garantizar un balance eléctrico nulo o consumidor**.

7.3. Hibridación de cogeneración y fotovoltaica

Por último, se plantea el análisis de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de cuatro de las configuraciones que integran cogeneración (E-H) hibridadas con fotovoltaica (250kWp) considerando la estrategia 3 de gestión energética. Esta estrategia de gestión considera la producción fotovoltaica como prioritaria y adecúa la operación de la cogeneración permitiendo la autoproducción de excedente de energía eléctrica siempre que se asegure el consumo de energía térmica.

La siguiente tabla resumen las principales características de las configuraciones analizadas.

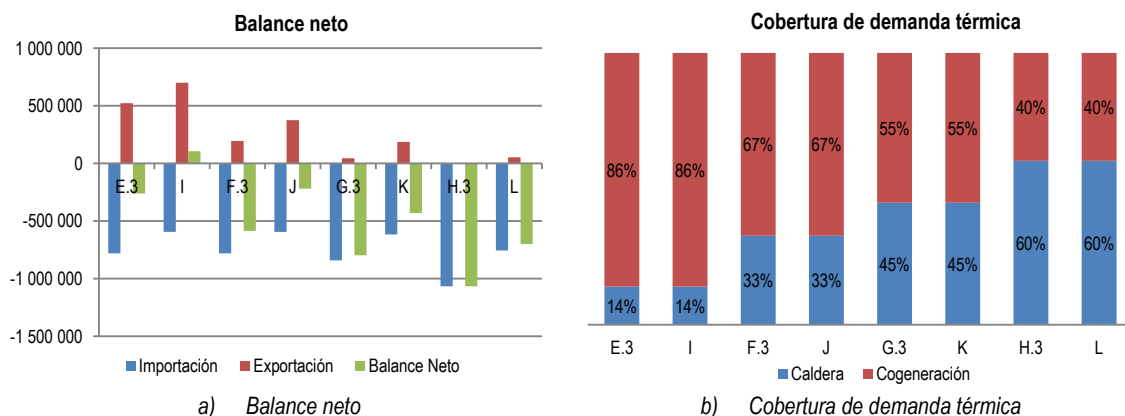
Ref.	P. eléctrica interconexión [kWe]	Caldera [kWt]	CHP [kWe]	PV [kWp]	IST [m2]	Autonomía eléctrica (modo aislado) [%] de potencia base
E	500	70	300	-	-	100
F			200	-	-	100
G			150	-	-	75
H			100	-	-	50
I			300	250	-	100
J			200	250	-	100
K			150	250	-	75
L			100	250	-	50

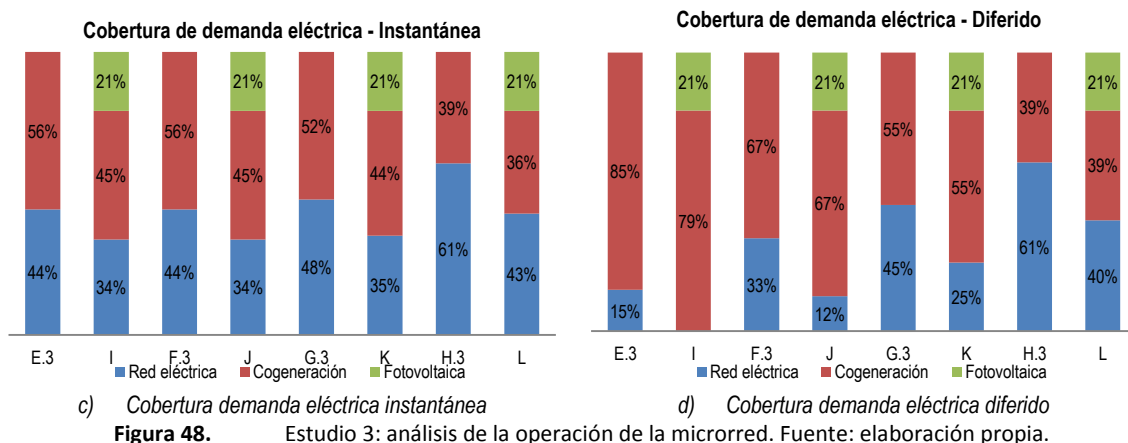
Tabla 18. Estudio 3: configuraciones objeto de estudio. Fuente: elaboración propia.

El objetivo de este estudio consiste en analizar la **influencia de la hibridación de la producción fotovoltaica considerando diversas configuraciones de dimensionado de la cogeneración**. Se analizan los resultados en términos del nivel de sostenibilidad energética, ambiental y económica.

7.3.1. Análisis de la operación de la microrred

Se ha analizado la operación de la microrred energética siguiendo la estructura de análisis presentada en apartados anteriores. La siguiente figura muestra los resultados del **balance de flujos energéticos eléctricos** (figura a), **cobertura de demanda térmica** (figura b), **cobertura de demanda eléctrica según balance instantáneo** (figura c) y **cobertura de demanda eléctrica según balance anual en diferido** (figura d).





Se comprueba que las configuraciones analizadas, a excepción de la configuración I, presentan un **balance neto anual negativo** (figura a), es decir, la microrred se comporta como un consumidor neto a lo largo del año.

La **instalación fotovoltaica** está diseñada para suministrar el 21% de la demanda eléctrica y su producción es siempre inferior al nivel de demanda eléctrico mínimo. Por tanto, esta instalación está **diseñada para un autoconsumo eléctrico estricto sin registrarse ningún flujo excedente fotovoltaico**. Por esta razón, el índice de cobertura eléctrica de la instalación fotovoltaica es constante para todas las configuraciones de red consideradas tanto en el balance instantáneo como en el balance en diferido.

En relación a la **operación de la cogeneración**, su operación **se rige por la demanda térmica** de forma que se opera para satisfacer la demanda térmica de forma prioritaria y no existe **ninguna restricción asociada a la gestión eléctrica dado que se pueden inyectar los excedentes de producción a la red**. Si se analizan los índices de cobertura demanda térmica (figura b), se comprueba que la hibridación eléctrica no tiene influencia en la gestión y cobertura de demanda térmica.

Si se analizan los índices de cobertura de demanda eléctrica de la cogeneración en el contexto del **balance instantáneo** (figura c), se comprueba que la hibridación supone en todos los casos una reducción del índice de cobertura de la cogeneración debido a que el aporte de la fotovoltaica es prioritario y, por tanto, una mayor proporción de la producción eléctrica de cogeneración se inyecta en red.

Si se analizan estos mismos índices de cobertura en un contexto de **balance neto en diferido** (figura d), se comprueba que aumenta la independencia energética de la microrred respecto a la red de distribución.

7.3.2. Análisis de la sostenibilidad energética

Se analiza la influencia de la hibridación de la cogeneración con tecnología fotovoltaica en la sostenibilidad energética de las diversas configuraciones objeto de estudio según el consumo de energía primaria asociada a la satisfacción de la totalidad de demanda eléctrica y térmica del distrito.

La siguiente figura muestra comparativamente el **consumo de energía anual** asociado a cada una de las configuraciones objeto de estudio (E-L). Se ha evaluado el indicador de sostenibilidad energética considerando tanto los índices de **operación de la microrred según el balance instantáneo** (figura a) como los índices de **operación según el balance anual en diferido** (figura b).

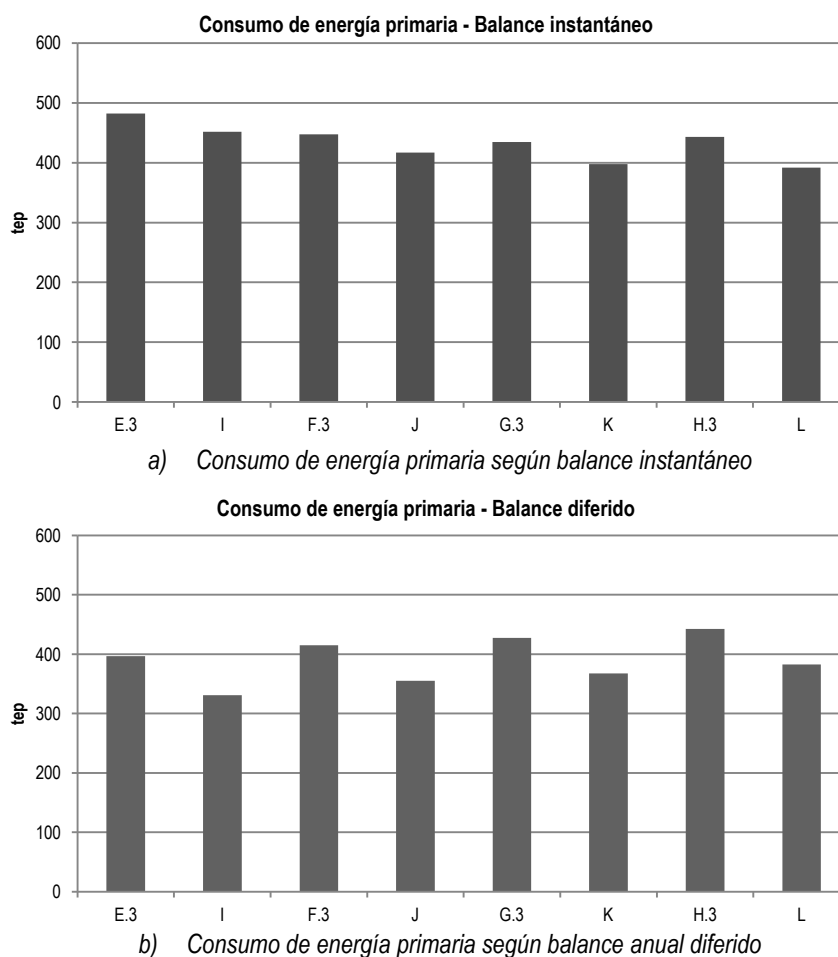


Figura 49. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad energética. Fuente: elaboración propia.

La **hibridación** de las configuraciones basadas en cogeneración (E.3, F.3, G.3 y H.3) con producción fotovoltaica (I, J, K, L), registran una **reducción en el consumo de energía primaria** asociado a la cobertura del 21% de la demanda eléctrica mediante fotovoltaica. La reducción en el consumo de energía primaria asociada a la hibridación se sitúa entre un 11.5% (caso L respecto H.3) y un 6% (caso I respecto a E.3) en un contexto de balance anual.

Tal y como se ha concluido en el análisis presentado en el apartado 7.2, si se analiza la sostenibilidad energética de la microrred desde un punto de vista de **balance energético instantáneo**, se comprueba que el consumo de energía primaria aumenta respecto al balance anual en diferido. Esta reducción se sitúa entre un valor máximo del 17% (caso E.3) y un valor mínimo de 0% (caso L). La incidencia de la consideración del **balance en diferido** respecto al balance instantáneo depende del nivel de flujo energético excedente que se inyecte a red y se compense anualmente, es decir, depende fuertemente de la potencia de cogeneración instalada.

La configuración más favorable desde el punto de vista de su sostenibilidad energética considerando el balance anual en diferido es la configuración I. La configuración I registra un consumo de energía primaria anual de 331tep que representa una reducción del 31% respecto al consumo de energía primaria del caso de referencia del sistema convencional (configuración A: 482tep).

7.3.3. Análisis de la sostenibilidad ambiental

La evaluación de la sostenibilidad ambiental de las configuraciones objeto de estudio se evalúan según la emisión de dióxido de carbono asociada a la satisfacción de la totalidad de demanda eléctrica y térmica del distrito. La siguiente figura muestra comparativamente el **nivel de emisiones de dióxido de carbono anuales** asociadas a cada configuración según **balance instantáneo** (figura a) y **balance anual en diferido** (figura b).

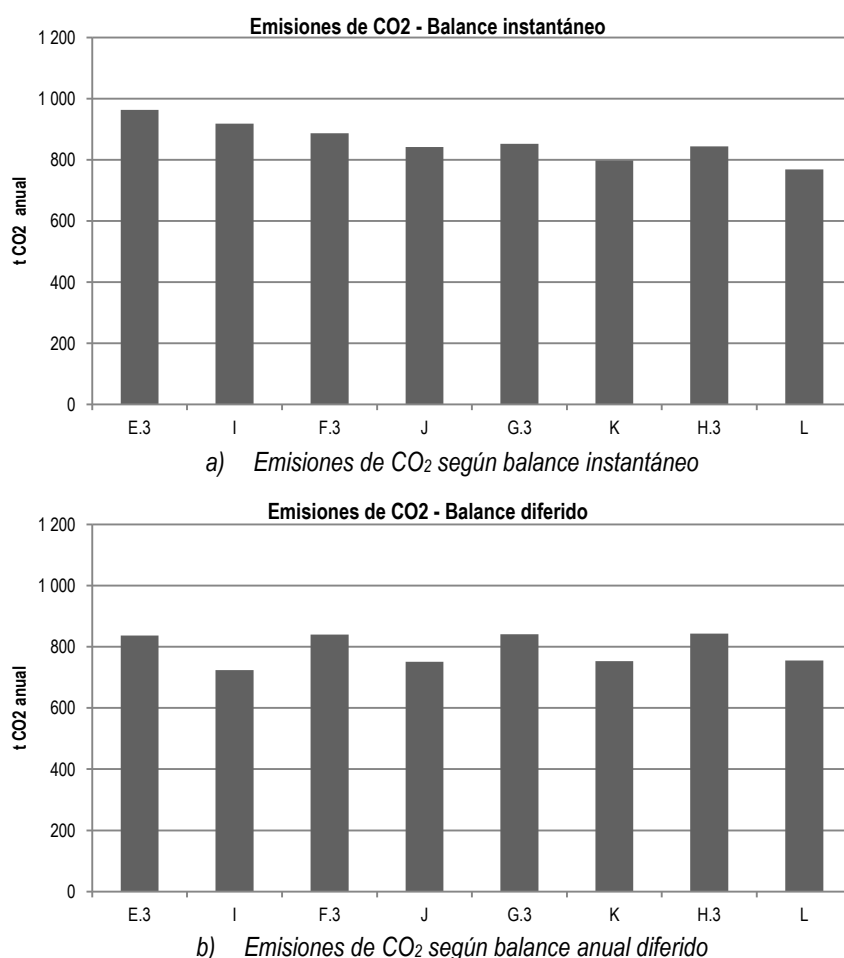
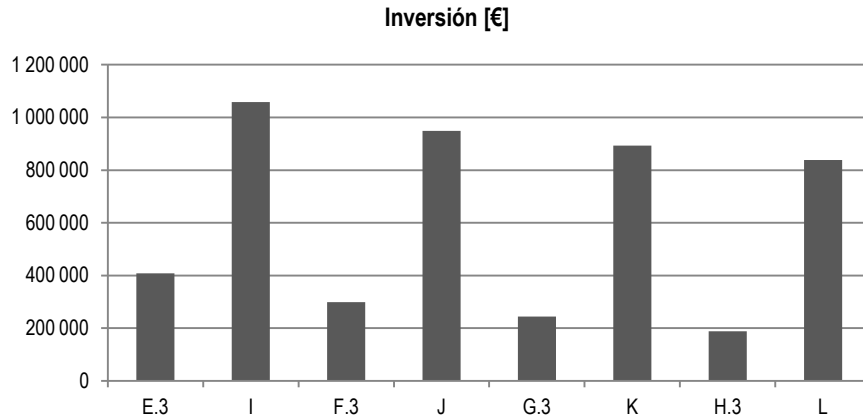


Figura 50. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad ambiental. Fuente: elaboración propia.

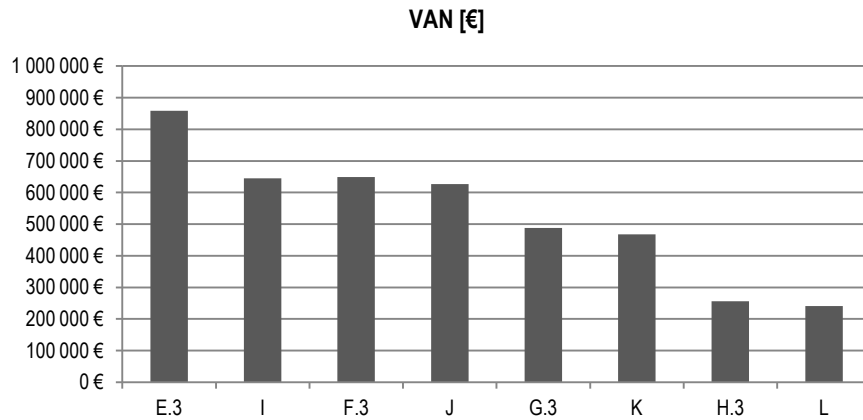
Análogamente al análisis de la sostenibilidad energética, se comprueba que la **hibridación** de las configuraciones basadas en cogeneración con producción eléctrica fotovoltaica implica una reducción en las emisiones de CO₂ anuales y que la consideración del **balance neto anual en diferido** implica una reducción en el cómputo anual de emisiones respecto al balance neto instantáneo. Desde un punto de vista medioambiental, la configuración más favorable es la configuración I ya que presenta un menor indicador de emisiones de CO₂ según el balance anual en diferido.

7.3.4. Análisis de la sostenibilidad económica

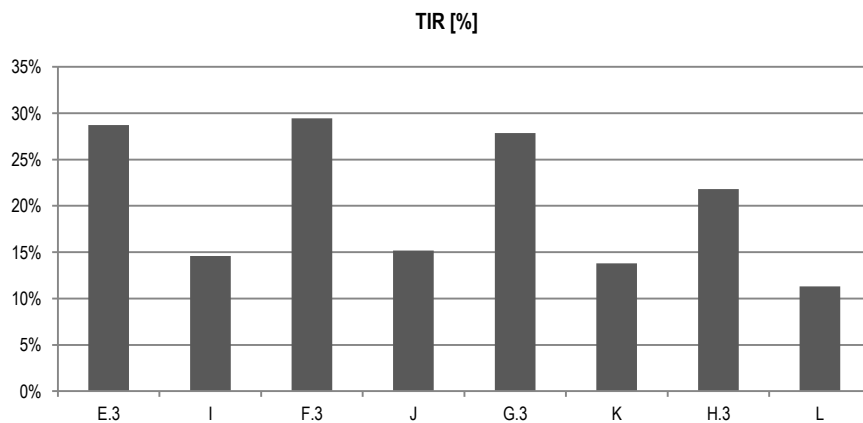
A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis de sostenibilidad económica de las diversas configuraciones de microrred energética. Los principales indicadores (inversión, VAN, TIR y PR) se muestran en la siguiente figura.



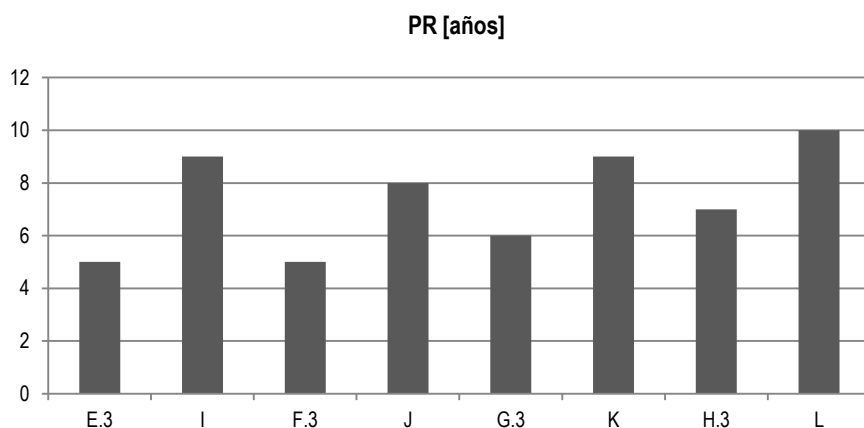
a) Inversión



b) Valor Actual Neto de la inversión



c) Tasa Interna de Retorno de la inversión



d) *Período de Retorno de la inversión*

Figura 51. Estudio 3: análisis de la sostenibilidad económica. Fuente: elaboración propia.

Desde un punto de vista de la **sostenibilidad económica**, los escenarios basados en la **hibridación** de la cogeneración con producción fotovoltaica (I, J, K, L) presentan **peores indicadores de sostenibilidad económica** que las configuraciones equivalentes basadas exclusivamente en cogeneración (E.3, F.3, G.3, H.3).

A pesar de la reducción en el consumo de energía primaria y en el coste asociado a las emisiones de CO₂, **la incorporación de tecnología solar fotovoltaica** de 250kWp supone un **incremento notable en el nivel de inversión** respecto a las configuraciones que únicamente integran cogeneración (figura a). Según las hipótesis de inversión descritas en el apartado 5.6, la inversión en la instalación de 250kWp de fotovoltaica supondría 650.000€.

El **escenario más favorable desde un punto de vista estrictamente económico** resulta el escenario **E.3** (300kWe cogeneración). Este escenario presenta el mayor valor de VAN, así como se sitúa entre los mayores valores de TIR y menores valores de PR.

En los apartados anteriores se ha concluido que la **hibridación con producción fotovoltaica supone una mejora en la sostenibilidad energética y ambiental del suministro energético al distrito en todas las configuraciones analizadas**. Sin embargo, el análisis de la sostenibilidad económica de las plantas híbridas muestra que la **hibridación plantea peores indicadores de rentabilidad económica de la inversión**. La validez de estos resultados está fuertemente condicionada por el valor de la inversión en tecnología fotovoltaica. En los últimos años el coste de inversión en tecnología fotovoltaica ha registrado una tendencia decreciente por motivos de desajustes de mercado y de madurez tecnológica. Si se mantuviese esta tendencia decreciente en los costes de inversión, los indicadores de sostenibilidad económica en plantas híbridas mejorarían en el corto plazo.

8. IMPACTO AMBIENTAL

El presente estudio se ha realizado íntegramente mediante el uso de un ordenador, de modo que no se ha generado ningún tipo de residuo derivado del desarrollo del mismo, a excepción de la energía consumida y el porcentaje correspondiente del residuo que se genere cuando la maquinaria empleada finalice su vida útil, la impresión de papel u otros medios físicos utilizados durante la preparación, ejecución y distribución del proyecto.

En este sentido, la única consideración de tipo ambiental que cabe considerar es el uso racional de la energía y el adecuado reciclaje de máquinas y papel cuando sea necesario su tratamiento al finalizar su vida útil.

9. PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO

La siguiente figura muestra la **planificación del desarrollo del presente proyecto**. Se observa que la fase de desarrollo del proyecto se estructura en cinco fases de ejecución (revisión tecnológica, revisión de estado del arte, desarrollo de la metodología, planteamiento del caso de estudio y análisis de resultados) que han supuesto el 85% del total de dedicación al proyecto. El restante 15% se ha dedicado a la redacción de la memoria y a la realización de los trámites administrativos. El **número total de horas dedicadas al proyecto** asciende a **569 horas**.

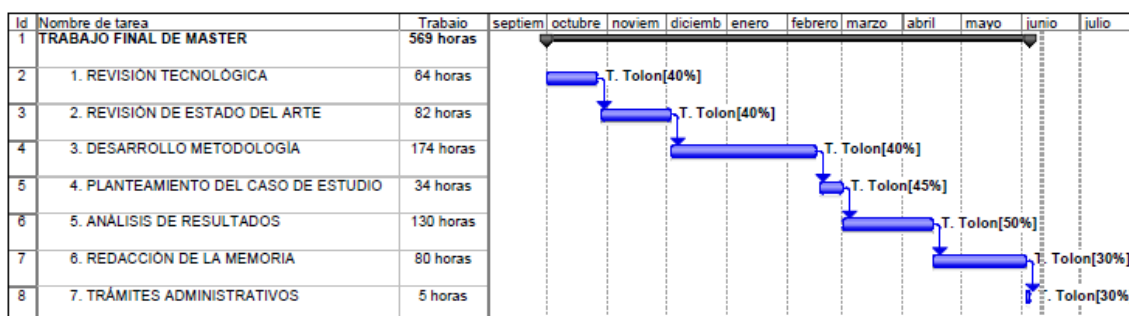


Figura 52. Diagrama de Gantt. Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra el **presupuesto correspondiente a la realización del proyecto**. Las partidas marcadas con (*) tienen un coste nulo, ya que se ha utilizado la versión demostración gratuita del software STELLA©. En relación a los costes de personal, se ha considerado un coste unitario por hora igual a 25€/h.

Concepto	Descripción	Coste [€]
Recursos de personal	Recursos de personal necesarios para el desarrollo del proyecto	14.225
Amortización de aparatos y equipos	Amortización de la estación de trabajo HP Pro 3120	120
Material fungible	Licencia STELLA©	0
Subcontrataciones	No se han realizado	0
Viajes	Desplazamientos a Barcelona	180
Costes indirectos	Estos costes ya están incluidos en el coste hora de personal	0
TOTAL [€]		14.525

Tabla 19. Presupuesto del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

El presupuesto global del proyecto asciende a 14.525€.

10. CONCLUSIONES Y PRÓXIMAS ACCIONES

El presente documento presenta los principales resultados obtenidos en el marco del **trabajo final de Máster de Ingeniería en Energía, especialidad Energía Eléctrica** titulado **“Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental”**.

En el marco del proyecto, se ha satisfecho el objetivo general consistente en el desarrollo de una **metodología de gestión energética de microrredes termoeléctricas** (ver apartado 5) la cual, a partir de una **configuración energética dada**, opera los subsistemas de producción energética (cogeneración, fotovoltaica, solar térmica, red eléctrica, caldera) de forma que se satisface la demanda del distrito y se **maximiza el beneficio del operador ESCO** considerando el mercado de la energía y de emisiones de CO₂. La metodología se ha implementado en el entorno del **programa de modelado y simulación dinámica STELLA®**.

Se han modelado **cuatro estrategias de gestión energética** de la microrred que consideran diversos **modelos de gestión eléctrica y gestión de la producción térmica de la cogeneración**. A continuación se presentan las principales características de cada estrategia de gestión (ver apartado 5.2).

- **Estrategia de gestión 1:** esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que el excedente de autoproducción eléctrica sea nulo y el excedente de autoproducción térmica sea nulo.
- **Estrategia de gestión 2:** esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que el excedente de autoproducción eléctrica sea nulo y se permita un excedente de autoproducción térmica sujeto a un ahorro de energía primaria mínimo del 10%.
- **Estrategia de gestión 3:** esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que la gestión eléctrica se realice según modalidad de balance neto y el excedente de autoproducción térmica sea nulo.
- **Estrategia de gestión 4:** esta estrategia consiste en la gestión horaria del mix-energético de forma que la gestión eléctrica se realice según modalidad de balance neto y se permita un excedente de autoproducción térmica sujeto a un ahorro de energía primaria mínimo del 10%.

La metodología plantea la **evaluación de la sostenibilidad energética** en base al consumo de energía primaria, la **evaluación de la sostenibilidad ambiental** en base a las emisiones de CO₂ asociadas a la producción energética y la **evaluación de la sostenibilidad económica** en base a los indicadores VAN, TIR, PR de la inversión considerando **escenarios de evolución del mercado de la energía y las emisiones de CO₂** de elaboración propia.

En relación a la **revisión de las tecnologías asociadas a la generación distribuida**, se concluye que la **cogeneración** es una de mejores opciones tecnológicas dada su alta eficiencia y capacidad de regulación. Se prevé que la tendencia creciente del precio de la energía y la reducción en los costes de inversión en estas tecnologías impliquen una mayor competitividad de **tecnologías basadas en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables**.

Las **tecnologías de almacenamiento** susceptibles de integración a medio plazo en el ámbito de la gestión energética en microrredes urbanas son las baterías (Plomo-ácido, NiCd, NaS, ZEBRA, Li-ion). En el largo plazo, las baterías de flujo (VRB, ZnBr, PSB) serán susceptibles de utilización para aplicaciones de gestión energética, sin embargo, actualmente esta tecnología no está lo suficiente madura.

Respecto a la **integración del vehículo eléctrico en red** como recurso energético distribuido para la gestión energética de la microrred, actualmente no se ha establecido regulación que defina las condiciones técnicas y administrativas para la prestación de servicios desde el vehículo a la red. Actualmente, el elevado coste de las baterías y el hecho de que su vida útil dependa del número de ciclos de carga y descarga, limitan la aplicación de este servicio en el corto plazo.

En relación al objetivo específico consistente en la **revisión de proyectos demostrativos reales de implantación de microrred**, se concluye que las **tecnologías de generación distribuida** predominantes son la tecnología fotovoltaica y la cogeneración, la **tecnología de almacenamiento predominante** es la batería electroquímica, a pesar de que algunas instalaciones demostradoras también incluyen baterías ZEBRA. La penetración de tecnologías de almacenamiento para soporte de calidad de suministro es notablemente inferior a la penetración de tecnologías para la gestión energética.

En relación a la **revisión del estado del arte de metodologías para el diseño y operación de microrredes energéticas**, se concluye que el problema de la configuración óptima de una microrred energética se formula interrelacionando los problemas del óptimo diseño y la óptima gestión energética. Mayoritariamente, se considera la sostenibilidad económica como criterio fundamental, mientras que consideran la sostenibilidad ambiental en términos de emisiones de CO₂ como criterio secundario.

La revisión del **estado de arte de indicadores para la caracterización de la sostenibilidad energética, ambiental y económica de sistemas energéticos**, permite afirmar que un análisis riguroso de la sostenibilidad de sistemas energéticos requiere adoptar la visión de análisis del ciclo de vida, teniendo en cuenta todas las fases de la vida de los componentes del sistema energético. Sin embargo, la aplicación de esta metodología presenta la dificultad de acceso a información sobre cada etapa del ciclo de vida de un sistema energético.

La última parte del trabajo desarrollado consiste en la **aplicación de la metodología de gestión energética en un caso de estudio**. Se plantea como caso de estudio un distrito urbano real compuesto por cinco edificios del sector terciario. El distrito urbano objeto de estudio cuenta con una superficie útil de 19.000 m² distribuidos en edificios de 3 plantas y se encuentra ubicado en la zona climática C2 y en la zona de radiación II. Por motivos de madurez tecnológica y de mercado, robustez, fiabilidad y disponibilidad recurso energético renovable, se consideran los siguientes subsistemas de suministro energético: fotovoltaica, solar térmica, cogeneración, red eléctrica y caldera.

La aplicación de la metodología de gestión energética de la microrred en el caso de estudio y el análisis de resultados se ha estructurado en tres análisis independientes.

- **Configuración de la microrred energética:** (ver apartado 7.1.) se analiza la operación de la microrred, la sostenibilidad energética, ambiental y económica de ocho configuraciones basadas en diversas potencias de cogeneración, fotovoltaica y solar térmica. Se considera la estrategia de gestión 1.

Por una parte, se concluye que la integración de producción energética renovable (fotovoltaica, solar térmica) **favorece la sostenibilidad energética y ambiental** del suministro energético al distrito pero, principalmente en el caso de la fotovoltaica, el ahorro en compra de energía primaria y el ahorro en compra de derechos de emisiones de CO₂ **no consiguen rentabilizar la inversión inicial**.

En relación a las **configuraciones que integran cogeneración**, se concluye que su integración **mejora la sostenibilidad energética** del suministro energético registrando una reducción notable en el consumo de energía primaria. Sin embargo, **la mejora en sostenibilidad ambiental es poco notable** ya que el índice de emisión de CO₂ de cogeneración es superior al índice de emisión de CO₂ asociado al consumo desde la red eléctrica española. En términos de sostenibilidad económica, **las inversiones en microrredes que integran cogeneración son rentables**. Se identifica un **potencial de mejora en la sostenibilidad energética y económica si se flexibiliza la gestión energética de forma que se incremente la cobertura energética mediante cogeneración**. Por este motivo, se plantea el siguiente análisis.

- **Influencia de la estrategia de gestión energética en la sostenibilidad energética, ambiental y económica:** (ver apartado 7.2) se evalúa la operación de la microrred y los indicadores de sostenibilidad de las configuraciones basadas en cogeneración operando según las cuatro estrategias de gestión. Se concluye que **la implementación de estrategias de gestión energética más flexibles (1->4)**, como por ejemplo el suministro eléctrico con balance neto, repercute en una **mayor rentabilidad de la inversión** en términos de aumento de VAN y TIR así como de reducción del PR.

La estrategia más favorable desde el punto de vista energético, ambiental y económico es la estrategia de gestión 3. Además, el análisis de resultados demuestra **la efectividad del balance neto que penaliza los escenarios cuyo balance anual neto es exportador y favorece aquellos escenarios diseñados y operados para garantizar un balance eléctrico nulo o consumidor**.

- **Hibridación de cogeneración y fotovoltaica:** (ver apartado 7.3) se analiza la sostenibilidad energética, ambiental y económica de cuatro de las configuraciones que integran cogeneración hibridadas con fotovoltaica considerando la estrategia de gestión energética 3. **La hibridación con fotovoltaica supone una mejora en la sostenibilidad energética y ambiental del suministro energético al distrito**. Sin embargo, el análisis de la sostenibilidad económica de las plantas híbridas muestra que **la hibridación plantea peores indicadores de rentabilidad económica**.

La validez de estos resultados está fuertemente condicionada por el valor de la inversión en tecnología fotovoltaica. En los últimos años el coste de inversión en tecnología fotovoltaica ha registrado una tendencia decreciente por motivos de desajustes de mercado y de madurez tecnológica. Si se mantuviese esta tendencia decreciente en los costes de inversión, los indicadores de sostenibilidad económica en plantas híbridas mejorarían en el corto plazo.

El análisis de los resultados de la aplicación de la metodología en el caso de estudio, demuestran la **validez de la metodología desarrollada** para asistir en el **proceso de evaluación de los indicadores de sostenibilidad de diversos diseños y protocolos de operación del subsistema de producción de una microrred.**

Como conclusión general, se puede afirmar que los desarrollos y resultados obtenidos en el marco del proyecto permiten demostrar la **importancia de establecer mecanismos flexibles de gestión energética e integración en red**, tales como el suministro eléctrico con balance neto, para **maximizar el potencial de sostenibilidad energética y ambiental en el suministro energético a través de microrredes urbanas, al mismo tiempo que se mejora la sostenibilidad económica** para agentes inversores.

Como líneas futuras de desarrollo en el contexto del proyecto se considera la integración de **almacenamiento distribuido** en la configuración de la microrred para una mayor flexibilidad en la gestión energética y el desarrollo de una **metodología global de análisis de configuración energética que integre la interrelación entre el diseño y dimensionado de los equipos, y el protocolo de operación o protocolo de gestión.**

11. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. PARISE, G.; MARTIRANO, L. and PARISE, L. *Ecodesign of Ever Net-Load Microgrids.* , 2012. ISBN 0197-2618.
- [2]. Prof. Saifur Rahman. *Interactions between the Microgrid and the Smart Grid and Agent Technology.* Padmasri Dr. B. V. Raju Inst of Tech., Narsapur, India ed. , 18 November 2008, 2008.
- [3]. Official Journal of the European Union. *Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on Energy Efficiency.* , 2012.
- [4]. PIACENTINO, Antonio, et al. A Comprehensive Tool for Efficient Design and Operation of Polygeneration-Based Energy Mgrids Serving a Cluster of Buildings. Part I: Description of the Method. *Applied Energy*, no. 0. ISSN 0306-2619.
- [5]. USTUN, Taha Selim; OZANSOY, Cagiland ZAYEGH, Aladin. Recent Developments in Microgrids and Example Cases Around the world—A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 2011, vol. 15, no. 8. pp. 4030-4041. ISSN 1364-0321.
- [6]. Cetenma. Centro Tecnológico de la Energía y del Medio Ambiente. *Generación Eléctrica Distribuida. Potencial De Generación De Electricidad Fotovoltaica Sobre Cubiertas En La Región De Murcia.* , 2012.
- [7]. ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran and SÖDER, Lennart. Distributed Generation: A Definition. *Electric Power Systems Research*, 4/20, 2001, vol. 57, no. 3. pp. 195-204. ISSN 0378-7796.
- [8]. BASAK, Prasenjit, et al. A Literature Review on Integration of Distributed Energy Resources in the Perspective of Control, Protection and Stability of Microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 2012, vol. 16, no. 8. pp. 5545-5556. ISSN 1364-0321.
- [9]. HATZIARGYRIOU, N., et al. Microgrids. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2007, vol. 5, no. 4. pp. 78-94. ISSN 1540-7977.
- [10]. Smart City Malaga. *Www.Smartcitymalaga.Es.*
- [11]. VIRAL, Rajkumar; and KHATOD, D. K. Optimal Planning of Distributed Generation Systems in Distribution System: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9, 2012, vol. 16, no. 7. pp. 5146-5165. ISSN 1364-0321.
- [12]. *Código Técnico De La Edificación. Documento Básico HE. Ahorro De Energía.* , 2009.
- [13]. Electricity Storage Association. *Www.Electricitystorage.Org.*
- [14]. CHEN, Haisheng, et al. Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review. *Progress in Natural Science*, 3/10, 2009, vol. 19, no. 3. pp. 291-312. ISSN 1002-0071.
- [15]. Barrio, Félix. CIEMAT Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. *Perspectivas De Las Redes Eléctricas Inteligentes En Europa.* , Mayo 2010, 2010.

- [16]. VILLAFILA-ROBLES, R., et al. *Electric Vehicles in Power Systems with Distributed Generation: Vehicle to Microgrid (V2M) Project.* , 2011. ISBN 2150-6647.
- [17]. BARNES, M., et al. *Real-World MicroGrids-an Overview.* , 2007.
- [18]. BUCHHOLZ, B.; ERGE, T.and HATZIARGYRIOU, N. *Long Term European Field Tests for Microgrids.* , 2007.
- [19]. Dispover. *Www.Dispover.Org.*
- [20]. DRIESEN, J.; and KATIRAEI, F. Design for Distributed Energy Resources. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2008, vol. 6, no. 3. pp. 30-40. ISSN 1540-7977.
- [21]. MIZANI, S.; and YAZDANI, A. *Optimal Design and Operation of a Grid-Connected Microgrid.* , 2009.
- [22]. GEIDL, M.; and ANDERSSON, G. *A Modeling and Optimization Approach for Multiple Energy Carrier Power Flow.* , 2005a.
- [23]. GEIDL, M.; and ANDERSSON, G. *Operational and Topological Optimization of Multi-Carrier Energy Systems.* , 2005b.
- [24]. GEIDL, M.; and ANDERSSON, G. *Optimal Coupling of Energy Infrastructures.* , 2007a.
- [25]. GEIDL, M.; and ANDERSSON, G. Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers. *Power Systems, IEEE Transactions On*, 2007b, vol. 22, no. 1. pp. 145-155. ISSN 0885-8950.
- [26]. Martin Geidl, et al. Energy Hubs for the Future. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2007, vol. 5, no. 1. pp. 24-30. ISSN 1540-7977.
- [27]. HAFEZ, Omar; and BHATTACHARYA, Kankar. Optimal Planning and Design of a Renewable Energy Based Supply System for Microgrids. *Renewable Energy*, 9, 2012, vol. 45, no. 0. pp. 7-15. ISSN 0960-1481.
- [28]. *HOMER Energy - Hybrid Renewable and Distributed Power Design Support. Www.Homerenergy.Com.* , a.
- [29]. Lambert, Tom (Mistaya Engineering Inc.); GILMAN, Paul and Lilienthal Peter (National Renewable Energy Laboratory). . *Micropower System Modeling with HOMER. Chapter 15.*
- [30]. ASANO, H.; WATANABE, H.and BANDO, S. *Methodology to Design the Capacity of a Microgrid.* , 2007.
- [31]. LI, Hongwei; NALIM, Raziand HALDI, P. -A. Thermal-Economic Optimization of a Distributed Multi-Generation Energy system—A Case Study of Beijing. *Applied Thermal Engineering*, 5, 2006, vol. 26, no. 7. pp. 709-719. ISSN 1359-4311.
- [32]. AKI, H.; OYAMA, T.and TSUJI, K. Analysis of Energy Pricing in Urban Energy Service Systems Considering a Multiobjective Problem of Environmental and Economic Impact. *Power Systems, IEEE Transactions On*, 2003, vol. 18, no. 4. pp. 1275-1282. ISSN 0885-8950.

- [33]. Sathaye et al. *Generalized Life Cycle Stages for Energy Technologies*. , 2011.
- [34]. NEVES, Ana Rita; and LEAL, Vítor. Energy Sustainability Indicators for Local Energy Planning: Review of Current Practices and Derivation of a New Framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 2010, vol. 14, no. 9. pp. 2723-2735. ISSN 1364-0321.
- [35]. AFGAN, Nain H.; and CARVALHO, Maria G. Sustainability Assessment of a Hybrid Energy System. *Energy Policy*, 8, 2008, vol. 36, no. 8. pp. 2903-2910. ISSN 0301-4215.
- [36]. STÖGLEHNER, Gernot. Ecological Footprint — a Tool for Assessing Sustainable Energy Supplies. *Journal of Cleaner Production*, 5, 2003, vol. 11, no. 3. pp. 267-277. ISSN 0959-6526.
- [37]. ROSEN, Marc A.; and DINCER, Ibrahim. Exergy as the Confluence of Energy, Environment and Sustainable Development. *Exergy, an International Journal*, 2001, vol. 1, no. 1. pp. 3-13. ISSN 1164-0235.
- [38]. Rauei Marco, Fullana-i-Palmer Pere, Fthenakis Vasilis. *The Energy Return on Energy Investment (EROI) of Photovoltaics: Methodology and Comparison with Fossil Fuel Life Cycles*.
- [39]. Herendeen Robert A. Net Energy Analysis: Concepts and Methods.
- [40]. . Isee Systems. [Http://Www.Iseesystems.Com/](http://Www.Iseesystems.Com/), b.
- [41]. Comisión Nacional de Energía. *Informe Sobre La Propuesta De Real Decreto Por El Que Se Establece La Regulación De Las Condiciones Administrativas, Técnicas Y Económicas De La Modalidad De Suministro De Energía Eléctrica Con Balance Neto*. , 2012a.
- [42]. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría de Estado de Energía. *Energía Y Desarrollo Sostenible. Eficiencia Energética*. [Http://Www.Minetur.Gob.Es/Energia/Desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/Otrosprogramasodocumentos.AspX](http://Www.Minetur.Gob.Es/Energia/Desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/Paginas/Otrosprogramasodocumentos.AspX).
- [43]. Ángel Antonio Bayod Rújula. , 2009. *Energías Renovables. Sistemas Fotovoltaicos*.
- [44]. REC Group. [Http://Www.Recgroup.Com/Es/Products/SolarPanels/](http://Www.Recgroup.Com/Es/Products/SolarPanels/).
- [45]. Jenbacher. [Http://Www.Ge-Energy.Com/Products_and_services/](http://Www.Ge-Energy.Com/Products_and_services/).
- [46]. ACSOL-Simulador de instalaciones solares térmicas de baja temperatura. <http://Www.Agenciaandaluzadelaenergia.Es/Ciudadania/Simulador-De-Instalaciones-Solares-Termicas-De-Baja-Temperatura>.
- [47]. WWF. *Observatorio De La Electricidad 2012*. , 2012.
- [48]. Gobierno de España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. *Factores De Conversión Energía Final - Energía Primaria Y Factores De Emisiones De CO2*. , 2011.
- [49]. Factor CO2 trading. *Series CO2. Los Mercados De Carbono En España 2012*. , 2012.
- [50]. European Energy Exchange. Www.Eex.Com.

[51]. Comisión Nacional de Energía. Informe Sobre El Sector Energético Español. Parte I. Medidas Para Garantizar La Sostenibilidad Económico-Financiera Del Sistema Eléctrico., 2012b.

[52]. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Plan De Energías Renovables 2011-2020. 2011.

[53]. Eurostat. *Evolución Precio Neto De La Electricidad Para Uso Doméstico Y Uso Industrial.* , 2012.

[54]. PricewaterhouseCoopers. Crecimiento Inteligente. El Modelo Eléctrico Español En 2013. Escenarios Y Alternativas., 2010.

Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Acta d'Avaluació de Projecte

Curs: **2013**
Codi UPC: **33563**

Data defensa:

Qualificació:

Alumne: TOLÓN MARTÍN, TAMARA ISABEL

DNI: 25181788-P

Títol: OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES ENERGÉTICAS URBANAS EN UN ENTORNO DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL.

Director: Dr. RAMÍREZ-PISCO, RODRIGO

Director:

Ponent:

Tribunal

President:

Vocals:

Suplents:

Observacions

Signatura

Convocatòria Ordinària,	Convocatòria Extraordinària,
Cognoms, nom (President)	Cognoms, nom (President)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)