

Proyecto Fin de Carrera

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Planificación de la producción combinada de calor y electricidad en una red urbana de calefacción

Autor: Sandra Lucía Albarrán Lobo

Tutor: Pablo Cortés Achedad

Dpto. Organización Industrial y Gestión de  
Empresas II  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Sevilla, 2017





Proyecto Fin de Carrera  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Planificación de la producción combinada de calor y electricidad en una red urbana de calefacción**

Autor:

Sandra Lucía Albarrán Lobo

Tutor:

Pablo Cortés Achedad

Catedrático de Universidad

Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas II

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Carrera: Planificación de la producción combinada de calor y electricidad en una red urbana de calefacción

Autor: Sandra Lucía Albarrán Lobo

Tutor: Pablo Cortés Achedad

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017



# Índice

---

Índice	I
Índice de tablas	III
Índice de figuras	IV
Objeto de proyecto	VI
1. Introducción	1
2. Redes de calor urbanas y cogeneración	3
2.1. Funcionamiento de una red de calor	3
2.2. La cogeneración	4
2.2.1. Aspectos generales relativos a la cogeneración	4
2.2.2. Elementos de una planta de cogeneración	7
2.2.3. Tipos de plantas de cogeneración	8
2.3. Nuevos tipos de contratos	14
3. Modelo de optimización lineal	16
3.1. Formalización mediante tecnología Extended Resource Task Network (ERTN)	16
3.2. Descripción de la formalización	19
3.2.1. Nodos de tarea	18
3.2.2. Nodos de recursos acumulativos	19
3.2.3. Nodos de recursos disyuntivos	21
3.2.4. Nodos de recursos de estado	21
3.2.5. Arco de recurso disyuntivo	22
3.2.6. Arco de flujo fijo y libre	22
3.2.7. Arco de consumo y arco de producción	23
3.2.8. Arco de transición	24
3.3. Descripción del modelo lineal	25
3.3.1. Restricciones de relación de recursos disyuntivos	25
3.3.2. Restricción de potencia de las tareas	26
3.3.3. Restricción sobre la producción y el consumo de los recursos acumulativos	26
3.3.4. Restricción sobre el balance de materia en los nodos de recursos	26
3.3.5. Restricción de importación/exportación	27
3.3.6. Función Objetivo	27
4. Análisis de escenarios	29
4.1. Escenario 1: validación del modelo lineal	29
4.1.1. Presentación del escenario y formalización ERTN	29
4.1.2. Modelo lineal	32
4.1.3. Resultados con producción de electricidad	33
4.1.4. Resultados sin producción de electricidad	37
4.1.5. Comentarios	38
4.2. Escenario 2: Ampliación del modelo mediante la adición de nuevas	40

condiciones	
4.2.1. Presentación del escenario y formalización ERTN	40
4.2.2. Modelo lineal	43
4.2.3. Resultados con producción de electricidad	45
4.2.4. Resultados sin producción de electricidad	46
4.2.5. Comentarios	48
4.3.Escenario 3: Toma en cuenta del precio de reventa de la electricidad para la optimización del modelo	49
4.3.1. Presentación del escenario y formalización ERTN	49
4.3.2. Modelo lineal	51
4.3.3. Resultados con producción de electricidad	53
4.3.4. Resultados sin producción de electricidad	58
4.3.5. Comentarios	58
5. Escenario final	60
5.1.Presentación del escenario y formalización ERTN	60
5.2.Modelo lineal	65
5.3.Resultados con producción de electricidad	67
5.4.Resultados sin producción de electricidad	74
5.5.Comentarios	79
6. Conclusión	80
7. Bibliografía	83
8. Anexos	84
8.1.PROGRAMA ILOG CPLEX: Extracción de los datos	84
8.2.PROGRAMA ILOG CPLEX: Modelo de planificación	85



# Índice de tablas

---

Tabla 1 – Resumen de la formalización ERTN	18
Tabla 2 – Comparación de resultados en el escenario 1	39
Tabla 3 – Comparación de resultados en el escenario 2	48
Tabla 4 – Precio relativo de la electricidad en función del periodo	54
Tabla 5 – Tabla comparativa de los resultados del escenario 3	59
Tabla 6 – Características de los equipamientos	64
Tabla 7 – Coste operativo de los equipamientos	64
Tabla 8 – Variación en el precio de reventa de la electricidad	65
Tabla 9 – Comparación de los costes en el escenario 4	79

# Índice de figuras

---

Figura 1 – Principio de funcionamiento de la cogeneración, ejemplo de una turbina de combustión	5
Figura 2 – Ahorro de materia prima mediante cogeneración	6
Figura 3 – Partes de una central de cogeneración	8
Figura 4 – Cogeneración con motor de gas	9
Figura 5 – Turbina de combustión	10
Figura 6 – Cogeneración en turbina de vapor	11
Figura 7 – Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor	12
Figura 8 – Turbina de vapor acoplada a una caldera de aguas arriba	13
Figura 9 – Formulación en tiempo discreto	17
Figura 10 – Nodos de tarea	19
Figura 11 – Nodos de recursos acumulativos	20
Figura 12 – Nodos de recursos disyuntivos	21
Figura 13 – Nodo de recurso de estado	22
Figura 14 – Arco de recurso disyuntivo	22
Figura 15 – Arcos de flujos fijo y libre	23
Figura 16 – Arco de consumo y arco de producción	24
Figura 17 – Arco de transición	24
Figura 18 – Demanda de calor y electricidad	30
Figura 19 – Figura descriptiva de los equipos para el escenario 1	31
Figura 20 – Formalización ERTN para el escenario 1	31
Figura 21 – Diagrama de Gantt para el escenario 1	34
Figura 22 – Potencia desarrollada sobre cada recurso	35
Figura 23 – Potencia producida por las centrales y demandada por los lugares de consumo	36
Figura 24 – Perfil de demanda para el escenario 1 sin cogeneración	37
Figura 25 – Diagrama de Gantt para el escenario 1 sin electricidad	37
Figura 26 – Potencia desarrollada sobre cada recurso en el caso sin electricidad	38
Figura 27 – Formalización ERTN del escenario 2	41
Figura 28 – Formalización ERTN de la marcha/paro de las centrales	42
Figura 29 – Matrices AIO y AII	42
Figura 30 – Diagrama de Gantt correspondiente al escenario 2	45
Figura 31 – Potencia desarrollada para cada uno de los recursos	46
Figura 32 – Diagrama de Gantt para el escenario 2 sin producción de electricidad	47
Figura 33 – Potencia desarrollada por cada uno de los recursos	47
Figura 34 – Figura descriptiva de los equipos para el escenario 3	50
Figura 35 – Formalización ERTN para el escenario 3	50
Figura 36 – Perfil de demanda para el escenario 3	53
Figura 37 – Diagrama de Gantt cuando $PE=0,1€/KWh$	54

Figura 38 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,1€/KWh	55
Figura 39 – Diagrama de Gantt cuando PE=0,25€/KWh	55
Figura 40 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,25€/KWh	56
Figura 41 – Diagrama de Gantt cuando PE=0,5€/KWh	56
Figura 42 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,5€/KWh	57
Figura 43 – Diagrama de Gantt para el escenario 3 sin producción de electricidad	58
Figura 44 – Figura descriptiva de los equipos para el escenario final	61
Figura 45 – Formalización ERTN para el escenario final	62
Figura 46 – Perfil de demanda para el escenario final	63
Figura 47 – Coste de las materias primas	64
Figura 48 – Diagrama de Gantt correspondiente al escenario final	69
Figura 49 – Producción eléctrica de los diferentes recursos	70
Figura 50 – Producción de los productores de calor	71
Figura 51 – Producción de los recursos del sistema 1	72
Figura 52 – Producción de los recursos del sistema 2	72
Figura 53 – Producción de los recursos de la red urbana	73
Figura 54 – Diagrama de Gantt para el escenario 4 sin producción de electricidad	75
Figura 55 – Producción de los productores de calor	76
Figura 56 – Producción del sistema 1	77
Figura 57 – Producción del sistema 2	77
Figura 58 – Producción de los recursos de la red urbana	78

# Objeto del Proyecto

---

Hasta hace poco el mercado de la electricidad no estaba sujeto a la competencia, vendiendo además dicha energía únicamente mediante contratos fijos. Con la reciente apertura del mercado eléctrico se ha abierto un abanico de posibilidades que benefician tanto al sector económico como al medioambiental. Han aparecido nuevos tipos de contratos que hacen que la demanda de energía pueda fluctuar lo que hace que las empresas eléctricas deban tener unas mayores previsiones de la demanda. En este punto es en el que aparece como respuesta a este problema la puesta en marcha de la cogeneración en la industria, representando una solución para ambas partes. Por un lado, las empresas eléctricas pueden proveerse de una mayor cantidad de electricidad mientras que, por el otro lado, la cogeneración representa una disminución de los costes para las industrias que la llevan a cabo, ya que ese ingreso extra obtenido por la reventa de la electricidad ofrece la posibilidad de aumentar los beneficios. Además de estas dos ventajas ya expuestas, es cuanto menos reseñable el beneficio que representa para el medio ambiente la adopción de este método debido al aprovechamiento de las materias primas, lo que aumenta el rendimiento de las centrales, así como la disminución de emisiones al medio ambiente.

Para llevar a cabo este estudio que determinará la factibilidad de la puesta en marcha de la cogeneración mediante la disminución de los costes, el proyecto que aquí acontece se divide en seis apartados bien diferenciados que, uno tras otro, irán aportando los conocimientos necesarios para la comprensión global del proyecto.

En primer lugar se lleva a cabo una introducción en la que se habla de la reciente apertura del mercado eléctrico así como se explica a rasgos generales cual es el objetivo a tratar en este informe.

A continuación se puede encontrar una explicación del funcionamiento de las redes de calor urbana así como de la cogeneración. Estas redes de calor urbanas se componen de una o varias unidades de producción de calor (centrales) las cuales usan diferentes materias primas para la producción del mismo, transportándolo mediante una red de distribución primaria hasta diferentes subestaciones de intercambio las cuales, mediante una red de distribución secundaria, llegará a los diferentes hogares. Es en este punto en el que entra la cogeneración, que no es más que el aprovechamiento del calor que expulsan estas centrales (hasta ahora energía perdida) mediante una turbina, intercambiador u otro elemento poder generar electricidad u otro tipo de energía (en este

proyecto se tratará de electricidad). Este aprovechamiento de la energía se traduce en una disminución del gasto en materias primas (combustibles), en un aumento del rendimiento (ya que con la misma materia prima se obtiene mucho más producto) así como una menor expulsión de desechos al medioambiente.

Una vez comprendido el proceso que se quiere obtener con este proyecto, se da paso a la explicación del Formalismo ERTN (“Extended Resource Task Network”), que es el método usado para obtener un modelo lineal del problema a resolver mediante el software ILOG CPLEX. Un ERTN es un grafo orientado que permite modelar las operaciones de flujo de un proceso, estando compuesto de ocho tipos de nodos y cinco tipos de arcos que establecen las bases para la correcta construcción de un modelo lineal. Gracias a estos elementos que componen el ERTN se van a poder modelar balances de materia, así como flujos de materia conservativos y no conservativos. Una vez presentados estos elementos se procede a presentar las restricciones básicas del modelo como son las relaciones entre recursos, las producciones mínimas y máximas de los recursos, la importación/exportación de materia prima, el balance de materia en los nodos de estado, la producción y el consumo de recursos y, finalmente, la función objetivo del problema, que se trata de la minimización de los costes, siendo estos costes el de almacenamiento, el de importación, el coste operativo y la ganancia eléctrica, siendo esta última la que disminuye los costes al tratarse de los ingresos percibidos tras la reventa de electricidad.

Una vez descrito el modelo lineal se procede a comenzar con la simulación en el software ILOG CPLEX. Para dicha simulación se van a llevar a cabo dos hipótesis: en primer lugar la respuesta a la demanda de calor y electricidad y en segundo la respuesta únicamente a la demanda de calor, no produciéndose por tanto electricidad, sirviendo esta hipótesis para comparar las dos opciones comprobando qué caso es más beneficioso, pudiendo visualizar a golpe de vista los beneficios económicos que conlleva la puesta en marcha de la cogeneración. Para llevar a cabo la simulación se va a partir de un primer escenario sencillo que sirve para validar el modelo, buscando obtener una buena respuesta a la demanda.

Posteriormente en un segundo escenario se añadirán varias hipótesis más como son la adición de la restricción de fluctuación de la demanda, los tiempos de marcha y paro así como se tendrán en cuenta los costes de almacenamiento y de materia prima, que no habían sido tenidos en cuenta en el primer escenario de validación.

A continuación en el tercer escenario expuesto se completará aún más el modelo, teniendo en cuenta un factor crucial económicamente hablando. El precio de la electricidad es volátil, lo que conlleva que su precio dependa de diversos factores como puede ser el periodo del día, la época del año o incluso factores puntuales como pudiera ser el aumento del precio de la electricidad como consecuencia de una ola de calor o de frío, lo que lleva al aumento del uso de calefactores o aires acondicionados. Es por ello, que al ser variante el precio, puede darse el caso en el que el precio de reventa de la electricidad sea menor que el precio operativo por estar produciendo la misma, por lo

que estaría costando más dinero del que se ganaría por la reventa, no siendo consecuentemente conveniente la puesta en marcha del generador de electricidad. Volviendo a la descripción del escenario, esto será tenido en cuenta por lo que se hará una comparación de la producción óptima en tres sub-escenarios, cada uno de ellos con tres precios de reventa diferentes para ver si el modelo decide poner en marcha el elemento generador de electricidad o no. Además, se tendrán dos demandas diferentes de calor con vistas al escenario final, el más parecido a la realidad. Estas dos demandas diferentes se tratan de vapor a presión media y vapor a presión alta, las cuales deben ser siempre satisfechas al contrario que la electricidad, que será el modelo el que decida si le conviene producir o no.

Por último se llegará al escenario final, el cual se aproxima a lo que puede ser un núcleo urbano con industrias muy cerca del mismo. Estas industrias estarán dotadas de elementos que permiten producir energía así como vapor de presiones alta y media, que sirvan tanto para autoabastecerse como para abastecer al núcleo urbano colindante. Asimismo, el núcleo urbano contará también con elementos que le permitirán esta conversión, quedando únicamente que implementar estos cambios para poder ver los resultados finales que se obtendrán.

Para finalizar se hará una conclusión de todo lo plasmado en este proyecto recapitulando las soluciones obtenidas buscando obtener resultados concluyentes así como comentar alguna posible mejora que pudiera plantearse.

# 1.INTRODUCCIÓN

---

**L**as ciudades y las industrias del mundo entero están equipadas con medios de producción de calor las cuales permiten alimentar sus diferentes instalaciones, aportándoles la energía que necesitan para estar en funcionamiento. Estas instalaciones pueden ser de diferente tipo, consumiendo todas algún tipo de energía, ya sea renovable o no renovable, aunque hoy en día las que más abundan siguen siendo estas últimas las cuales suponen un coste de materia prima así como una emisión de residuos al medio ambiente con la contaminación que esto conlleva. Para mejorar las condiciones de uso y aprovechar toda la energía posible, estas instalaciones de producción de calor pueden ser acopladas a turbinas que permiten producir electricidad la cual puede ser revendida para, de este modo, poder disminuir el coste de explotación de las instalaciones, produciendo un ingreso extra gracias a la producción de esta energía mediante el aprovechamiento del calor que expulsan los equipos de las industrias.

Hasta 2015 solo existía en Francia un único proveedor de electricidad, “Électricité de France” (EDF), la cual vendía la electricidad producida por sus instalaciones únicamente mediante contratos fijos. Estos contratos podían prever con adelanto la potencia que debía producir la central para un periodo determinado y a un coste fijo por EDF, por lo que dicha empresa podía tener una estimación de la demanda bastante fiable así como una previsión de beneficios del mismo tipo.

Desde el año 2015, Francia ha abierto su mercado de energía a la competencia, lo cual ha tenido como consecuencia la aparición de nuevos proveedores eléctricos que han decidido llevar a cabo la cogeneración (la producción de electricidad mediante el acoplamiento de una turbina a las instalaciones de la central). Además estos proveedores, con este nuevo cambio, no estarían obligados a vender la electricidad que producen según contratos fijos. Estos podrían dar respuesta a una demanda para suministrar potencia eléctrica en un periodo a un precio definido, sin embargo, según el precio al que se venda la electricidad, la demanda de calor y los equipamientos utilizados, puede que no sea forzosamente rentable hacer funcionar las centrales de cogeneración para producir electricidad, ya que puede darse el caso en que cueste más producirla que el ingreso que se obtiene tras su venta.

Es en este contexto en el que va a basarse este proyecto. El mismo va a tratarse de la creación de un modelo de programación lineal que permita llevar a cabo la optimización de los diferentes equipamientos que componen cada una de estas centrales teniendo en cuenta

la demanda de calor del sistema así como el precio de la electricidad en el momento del pedido, de manera que el propio modelo pueda decidir si es conveniente o no la producción de la misma según se diera el caso.

Por tanto el objetivo para el proyecto sería determinar el plan de funcionamiento de las centrales en cada periodo para satisfacer los consumos previstos minimizando el coste de producción diario total.

De este modo, en este informe se hablará en una primera parte sobre generalidades técnicas sobre el tema a tratar. Se hablará por tanto de las redes de calor urbanas, de la cogeneración, de los distintos tipos de centrales de cogeneración así como de los nuevos tipos de contratos que han aparecido en contraposición a los tradicionales contratos fijos. En una segunda parte será presentado el modelo de optimización utilizado para, posteriormente en una tercera parte describir los diferentes escenarios utilizados para comprobar y mejorar el modelo. Serán expuestos tres escenarios diferentes acercándose uno tras otro cada vez más a un modelo cercano a un caso real. Tras ello será expuesto el modelo final utilizado para responder a la problemática desarrollada, el cual se trata del modelo más cercano a la realidad, dando respuesta a las demandas de vapor a presión alta y media, a la demanda de calor y a la de electricidad, demandas provenientes de las necesidades de energía de diferentes industrias así como de un lugar de consumo. Por último se llevará a cabo una conclusión recopilatoria de todos los resultados obtenidos así como posibles mejoras de los mismos.



## 2. REDES DE CALOR URBANAS Y COGENERACIÓN

---

En este apartado se va a describir el contexto en el que se basa el proyecto. En primer lugar se describirá el funcionamiento de una red de calor para posteriormente describir la generación de la misma mediante cogeneración, produciendo calor y electricidad al mismo tiempo.

### 2.1. Funcionamiento de una red de calor

Las redes de calor en Francia se empezaron a desarrollar en Francia en el año 1950 y desde entonces hasta nuestros días se pueden contabilizar 536 redes urbanas que producen el equivalente energético a 2,13 millones de viviendas de los cuales dos tercios corresponden al sector residencial (el otro tercio alimenta al sector terciario). Estas redes de calor, presentes en las zonas urbanas densas permiten utilizar masivamente ciertas energías renovables como la biomasa y la geotérmica. Hoy en día, cerca de la mitad de ellas son alimentadas por energías renovables y reutilizables. Este tipo de red existe igualmente a nivel industrial con el fin de alimentar algunas fábricas (químicas, agroalimentarias...).

Más generalmente, una red de calor es un sistema de distribución del calor producido de forma centralizada, que permite servir a múltiples consumidores. Comprende una o varias unidades de producción de calor, una red de distribución primaria en la cual el calor es transportado mediante un fluido termoportador, y un conjunto de subestaciones de intercambio desde las cuales se sirve a los edificios por una red de distribución secundaria.

Toda red de calor comporta los siguientes principales elementos:

- La unidad de producción de calor que puede ser, por ejemplo, una fábrica incineradora de residuos orgánicos, una central térmica alimentada por un combustible (petróleo, gas, madera...). Más adelante se presentarán diferentes tipos de centrales térmicas de producción de calor
- La red de distribución primaria, la cual está compuesta de canalizaciones por las cuales el calor es transportado por medio de un fluido termoportador (vapor o agua caliente). Una vez el fluido libera sus calorías, vuelve a la subestación de intercambio. El fluido es nuevamente calentado en la sala de calderas y a continuación reenviado al circuito. La concepción de la red tiende a garantizar una

determinada densidad térmica (número de edificios conectados por kilómetro de conducto instalado) lo más elevada posible con el fin de permitir la viabilidad económica de la red (el coste de inversión está fuertemente relacionado a la linealidad del conducto así como los ingresos están relacionados con la cantidad de usuarios).

- Las subestaciones de intercambio, situadas al pie de los inmuebles, las cuales permiten la transferencia de calor por medio de un intercambiador entre la red de distribución primaria y la red de distribución secundaria la cual sirve a un inmueble o a un pequeño grupo de inmuebles.

El calor es producido en instalaciones robustas y fiables, supervisadas continuamente y mantenida por profesionales. Puede ser producido mediante diferentes fuentes de energía:

- Las energías convencionales (energías fósiles) como el gas o el petróleo que producen el calor mediante su combustión; estas energías son importantes emisoras de gases de efecto invernadero.
- Las energías renovables: la biomasa (madera, residuos agrícolas...) que producen calor por combustión en una caldera específica, la geotérmica que permite la recuperación del calor (a través de un intercambiador) de capas freáticas profundas (estas a partir de 1500m de profundidad).
- La energía de recuperación como puede ser el calor expulsado por la incineración de los desechos en las incineradoras de residuos orgánicos o incluso la fusión de sitios industriales.

## **2.2. LA COGENERACIÓN**

A continuación van a ser descritos, en primer lugar, una breve introducción a la cogeneración describiendo sus principios más generales para posteriormente explicar con más detalle aspectos de la misma. Se describirán los diferentes elementos de una planta de cogeneración así como de los diferentes tipos de plantas que encontramos hoy en día. Para finalizar, se hablará del cambio producido en los tipos de contratos a raíz de la apertura del mercado de la electricidad a la competencia así como de los contratos existentes hoy en día, los cuales hacen más interesante llevar a cabo la cogeneración.

### **2.2.1. ASPECTOS GENERALES RELATIVOS A LA COGENERACIÓN**

El desarrollo de la cogeneración en Francia está directamente relacionado con la puesta en marcha de un nuevo contrato de compra de la electricidad producido a partir de esta técnica por EDF. Actualmente, las redes de calor urbanas, entre otras, integran con frecuencia instalaciones de cogeneración de las que el funcionamiento está detallado en la Figura 1:

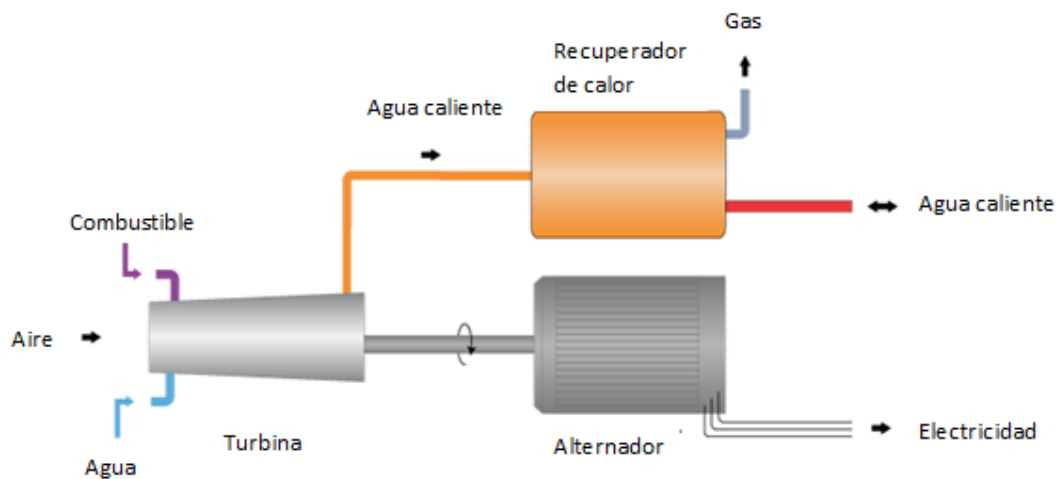


Figura 1 – Principio de funcionamiento de la cogeneración, ejemplo de una turbina de combustión

La cogeneración es la producción conjunta de dos o más tipos de energía. Normalmente estas energías generadas son electricidad y calor, aunque pueden ser otras también, como energía mecánica y calor (y/o frío). Hay que recordar que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. Es por esto que todo este calor que se desprende no puede ser aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía. Se pueden señalar diferentes características:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.
- Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas

Cuando se estudia un proyecto de cogeneración se comienza analizando las diferentes posibilidades que existen en función de las necesidades de calor del proceso para a partir de ahí determinar el tipo de máquinas y el tamaño de éstas, las cuales pueden proporcionar esta energía térmica. Como resultado se tendrán una o varias instalaciones que para esa energía térmica, producen diferentes cantidades de electricidad y con diferente rendimiento y que por tanto tendrán diferente rentabilidad económica.

Es interesante destacar que en el estudio hay que investigar si hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración

más eficiente y por tanto más rentable. Es importante resaltar nuevamente que la base de la cogeneración es el aprovechamiento del calor.

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuelóleo, gasóleo, gas natural) para producir una energía térmica, la cual es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas ((plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda). En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La principal ventaja de las plantas de cogeneración es que permiten aprovechar el calor que no puede transformarse en energía eléctrica y que de otro modo se tiraría. Por medio de la cogeneración de electricidad y calor es posible alcanzar rendimientos del 85% (Figura 2).

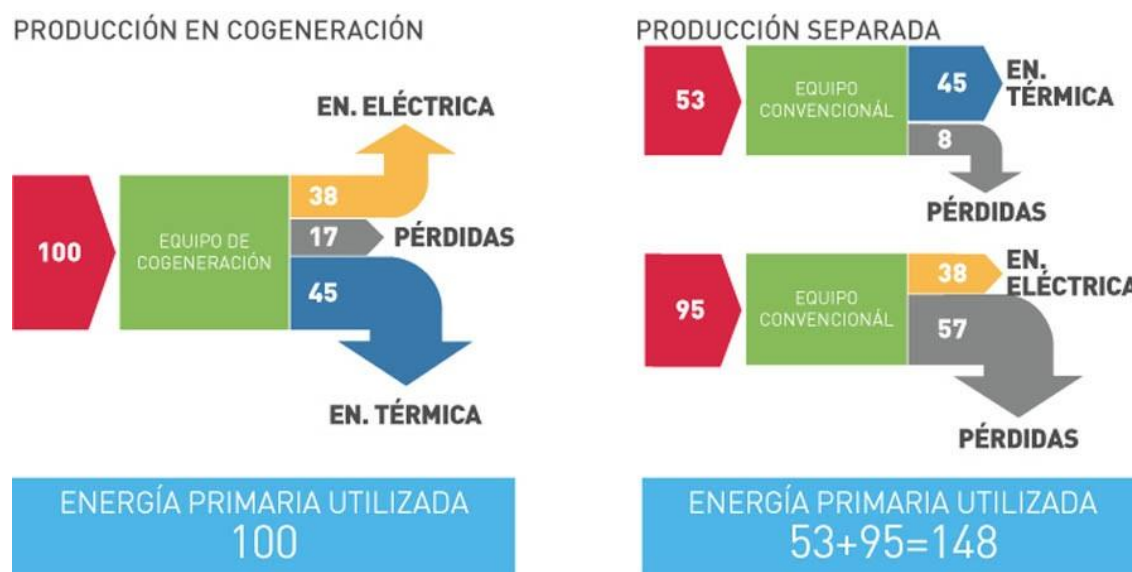


Figura 2 – Ahorro de materia prima mediante cogeneración

Recientemente se ha dado un paso muy importante en el aumento del rendimiento de las centrales eléctricas con la introducción del ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles con dos ciclos, uno de gas (con turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). El resultado es que el rendimiento eléctrico conjunto llega al 60 %.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desecharía: de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

## **2.2.2. ELEMENTOS DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN**

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes (Figura 3)<sup>1</sup>:

1. Fuente de energía primaria. Suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.
2. El elemento motor. Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
3. El sistema de aprovechamiento de energía mecánica. En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc, donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
4. El sistema de aprovechamiento de calor. Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.
5. Sistemas de refrigeración. Una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración. Los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
6. Sistema de tratamiento de agua. Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
7. Sistema de control, que se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.

---

<sup>1</sup> <http://www.solarnews.es/wp-content/uploads/2017/04/Fig.-3-Esquema-Ciclo-combinado-Brayton.jpg>

8. Sistema eléctrico, que permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance.

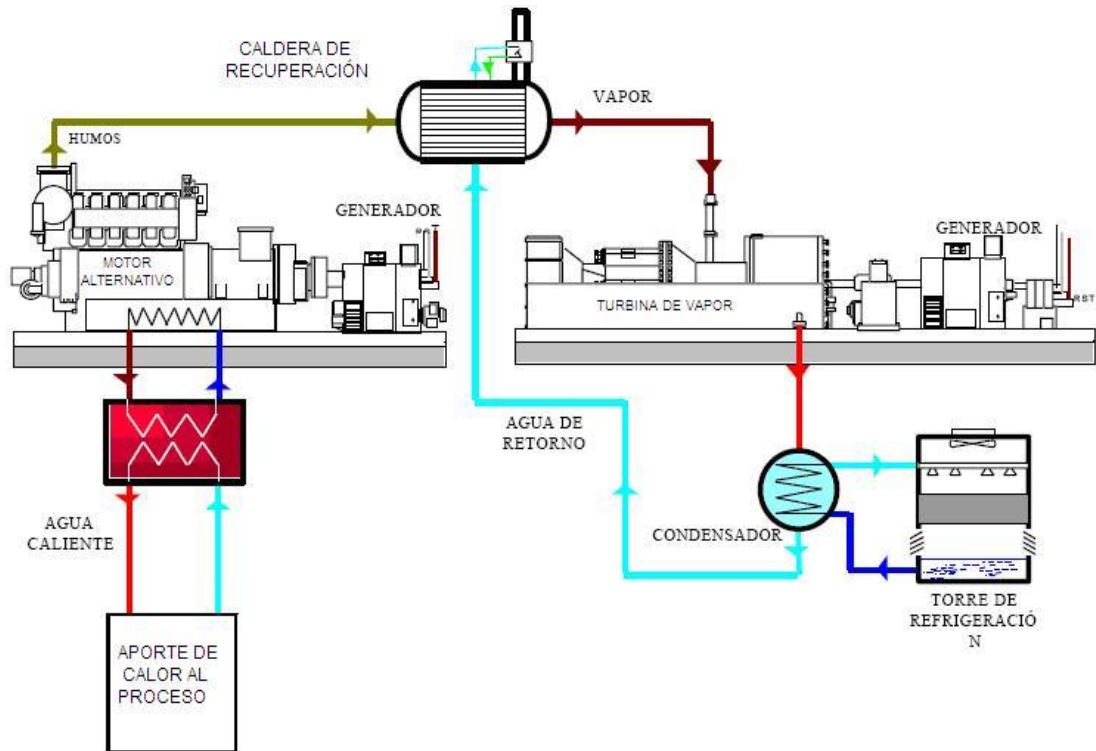


Figura 3 – Partes de una central de cogeneración

### 2.2.3. TIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

En este apartado van a ser descritos los diferentes tipos de plantas de cogeneración existentes. El uso de cada una de ellas depende de la potencia resultante que se precise, que va asociado a su coste, así como de la materia prima utilizada para producir la energía.

#### I. COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento tiene, pues es capaz de convertir actualmente hasta el 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente (Figura 4).

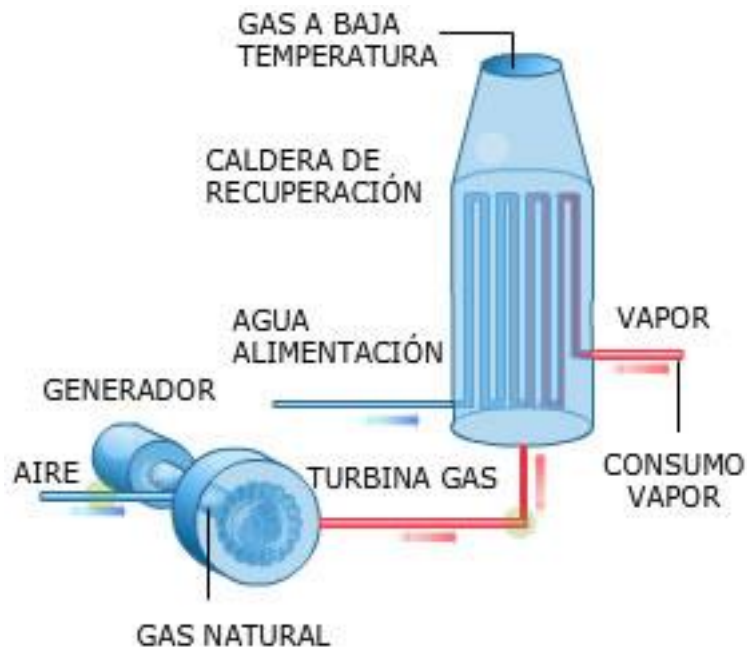


Figura 4 – Cogeneración con motor de gas

## II. COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración (Figura 5). Su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

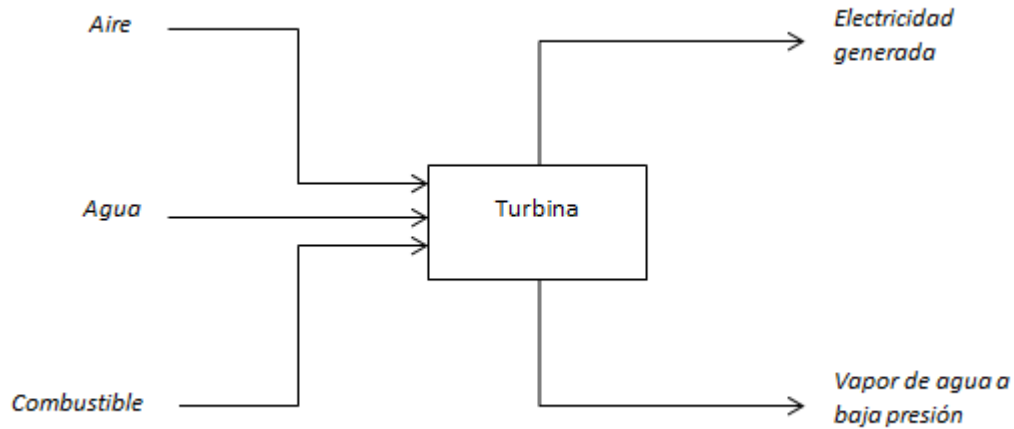


Figura 5 – Turbina de combustión

### III. COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos caso se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en procesos a diferentes niveles de presión (Figura 6)<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>



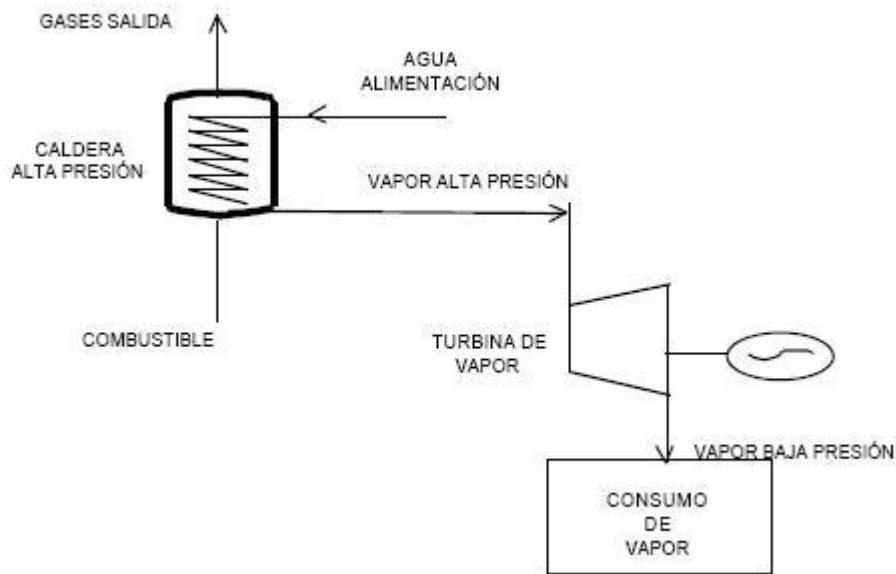


Figura 6 - Cogeneración en turbina de vapor

#### IV. COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS Y VAPOR

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".

En la Figura 7<sup>3</sup> puede verse que los gases de escape de la turbina pueden tirarse a la atmósfera si no se requiere aprovechamiento térmico, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria asociada. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo una cantidad adicional de combustible (gas natural) directamente a un quemador especial con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno (en un ciclo combinado con motor alternativo no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno).

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía

<sup>3</sup> <https://es.slideshare.net/alezithaa/09-turbinas>

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (descomprime el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

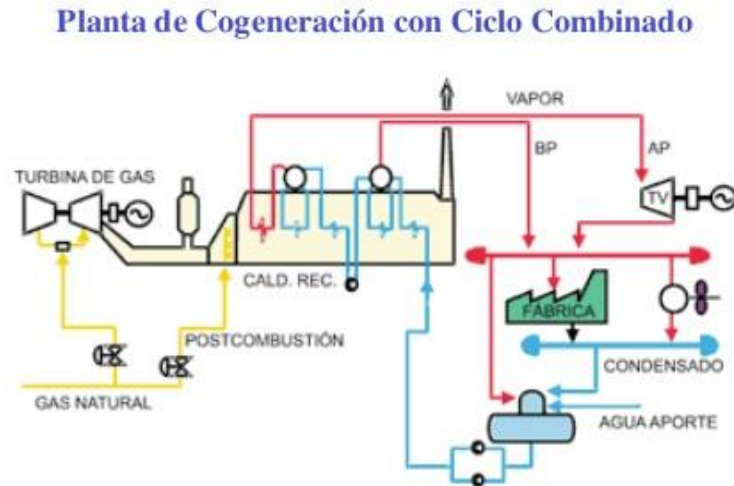


Figura 7 – Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y vapor

## V. COGENERACIÓN CON MOTOR DE GAS Y TURBINA DE VAPOR

En este tipo de plantas, el calor contenido en los humos de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica (Figura 8). El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente.

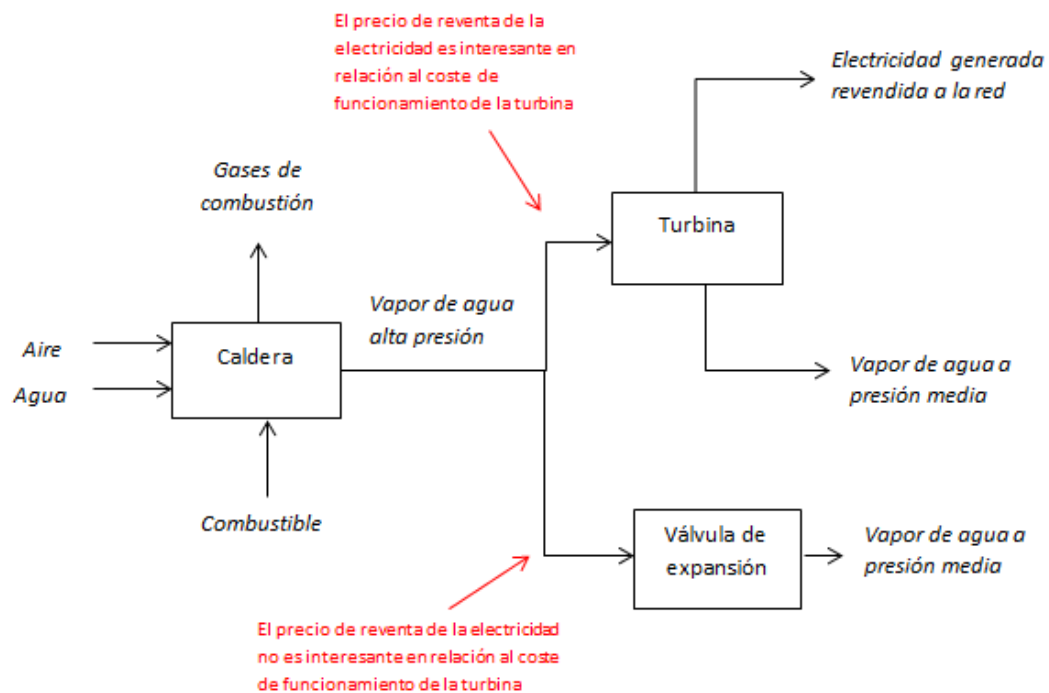


Figura 8 – Turbina de vapor acoplada a una caldera de aguas arriba.

Al situarse en este proyecto, el calor recuperado se integra en una red de calor urbana o industrial y la electricidad producida se revende a la red eléctrica pública con el objetivo de rentabilizar las instalaciones más rápidamente. En estos sistemas se utilizarán, por una parte, las turbinas de gas en continuo (siempre que haya una necesidad de calor), y por otra parte, turbinas de gas acopladas a calderas. Estas turbinas no van a ponerse siempre en funcionamiento dependiendo esto del precio de la electricidad. Los dos siguientes esquemas resumen el funcionamiento de los dos tipos de turbinas utilizadas.

Integrado en una red de calor, este tipo de turbina se utiliza desde el momento en que aparece una demanda de calor. Una caldera integrada a la turbina hace que sea posible aceptar directamente la entrada del aire desde el agua y un combustible gaseoso. La turbina genera de este modo la electricidad que será revendida a la red pero produce igualmente el vapor de agua a presión media que se utiliza en las redes de calor como se explicó anteriormente.

## 2.3. Nuevos tipos de contratos

La electricidad, a diferencia del gas por ejemplo, no es un producto almacenable, por lo que su producción está asegurada en el territorio francés mediante un gran parque de medios de producción de la misma: centrales nucleares, presas hidroeléctricas, centrales de carbón, eólicas o fotovoltaicas, etc. En valor absoluto, los medios de producción de Francia cubren las necesidades de consumo.

Para asegurar el suministro en todo momento, los medios de producción están dimensionados de manera que se pueda responder a la demanda de potencia de todos los clientes finales incluso en periodos de picos (como por ejemplo en las últimas horas del día en invierno). Es por esto que algunos de los medios de producción están concebidos y explotados para producir únicamente en casos de picos de demanda.

Tradicionalmente en Francia, debido al monopolio que existía en referencia a la electricidad por “Électricité de France” (EDF), sólo existía un único tipo de contrato de reventa de la misma, llamado Obligación de Compra. Este se trataba de un dispositivo de dominio público para el desarrollo de empresas productoras de electricidad que utilizan las energías renovables con un fuerte rendimiento energético. Dicho dispositivo fue introducido en 1946 con el objetivo de modernizar y desarrollar el servicio público de electricidad. Mediante el mismo, EDF tenía la misión de comprar la energía producida por ciertas instalaciones de producción de electricidad de origen en energías renovables o de cogeneración. Se trataba de un tipo de contrato fijo y no sujeto a la competencia.

Se sabe que el coste de producción de un kWh es muy diferente de un medio de producción a otro, por lo que, según el estado de la demanda en el momento en que se consume, el kWh no tendrá el mismo precio. Es por esto que desde 2015, con la apertura del mercado de la electricidad francesa a la competencia haya sido posible la aparición de una alternativa de contrato, llamado contrato SPOT. Estos pueden ser de diferentes naturalezas:

- Productos diarios (“Day-ahead”) o de fin de semana caracterizados por una entrega en ‘base’ (24h/24 y 7 días/7) o en ‘picos’ (entrega de 08h00 a 20h00 de lunes a viernes)
- Productos cada media hora, por hora o por bloques de varias horas.

El precio de referencia para el SPOT es de hecho un precio negociado la víspera para la entrega al día siguiente, que refleja el equilibrio oferta-demanda a corto plazo, antes del ajuste realizado por RTE (Red de Transporte de la Electricidad) en tiempo real.

Los contratos SPOT son por tanto variables y no fijos como la Obligación de Compra descrita anteriormente. Estos precios fijados a corto plazo están sumidos a una fuerte volatilidad. En efecto, la electricidad no puede ser almacenada (un exceso de demanda en un momento dado no puede ser compensado por un exceso de oferta previo) y los factores que influyen el equilibrio oferta-demanda pueden variar brutalmente, como las condiciones climáticas (el frío hace aumentar el consumo, la ausencia de viento induce a

una caída de la generación de energía eólica en Alemania, etc.) o sucesos previstos o no en el parque eléctrico (la central sufre un accidente, la capacidad de interconexión se reduce, etc.)

En consecuencia de la aparición de estos contratos SPOT, se llega a la conclusión de que es necesario un programa capaz de planificar rápidamente la producción de las centrales en función del coste de venta de la electricidad y de la demanda. Es por esto que, siendo negociados los contratos SPOT la víspera con las centrales pequeñas que producen mediante cogeneración, se podría saber si en función del precio negociado el sistema de cogeneración es rentable para la empresa o no, siendo este el objeto de estudio de este proyecto.

## 3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN LINEAL

---

En este apartado se va a proceder a presentar y explicar la formalización empleada para resolver los problemas de optimización. En primer lugar se va a hacer una presentación general de la formalización de la red a desarrollar así como de su simbología. En un segundo apartado se explicará en profundidad la simbología para por último presentar las diferentes restricciones que se van a encontrar así como la función objetivo.

### 3.1. MEDIANTE TECNOLOGÍA “EXTENDED RESSOURCE TASK NETWORK” (ERTN)

Para responder a esta problemática, el modelo estará basado en una formalización ERTN (“Extended Ressource Task Network”). Un ERTN es un grafo orientado que permite modelar sin ambigüedad las operaciones de flujo de un proceso. Está compuesto de 8 tipos de nodos y 5 tipos de arcos con los que la construcción de la formalización se basa sobre un conjunto de reglas bien establecidas.

La resolución de problemas mediante la formalización ERTN que va a ser aquí descrito se utiliza generalmente para el tratamiento de problemas de optimización combinatoria. Debido a esto, existen hoy en día diferentes técnicas que pueden ser divididos en tres grandes clases: los métodos matemáticos basados esencialmente en la investigación operativa (teoría de grafos, programación matemática, metaheurística, etc), los métodos por simulación (sobre eventos discretos, híbridos, etc.) y los métodos basados en técnicas de inteligencia artificial (programación con restricciones, etc).

La programación lineal en variables mixtas es utilizada frecuentemente para la resolución de problemas de planificación de procesos. Es por ello que pueden ser encontradas diferentes formulaciones para este tipo de problemas. En el contexto de este estudio, se expone una formulación MILP (“Mixed Integer Linear Programming”) en tiempo discretizado.

En esta formulación, el horizonte de tiempo está discretizado en  $P$  periodos en los que la duración  $\Delta t$  constante es un parámetro del modelo (Figura 9). Bajo estas condiciones, todas las variables del modelo estarán identificadas por un índice de periodo. Por otra parte, los diferentes sucesos del sistema (inicio y fin de las tareas, cambio en la disponibilidad de los

recursos, necesidades, etc.) pueden ocurrir únicamente en los límites de los intervalos de tiempo. Finalmente, el tiempo de operación discretizado  $d$  está dado en número de periodos y es igual al múltiplo entero más próximo de  $\Delta t$  igual al tiempo de operación  $t$  tal que  $d = \text{round}(p/\Delta t) + 1$ .

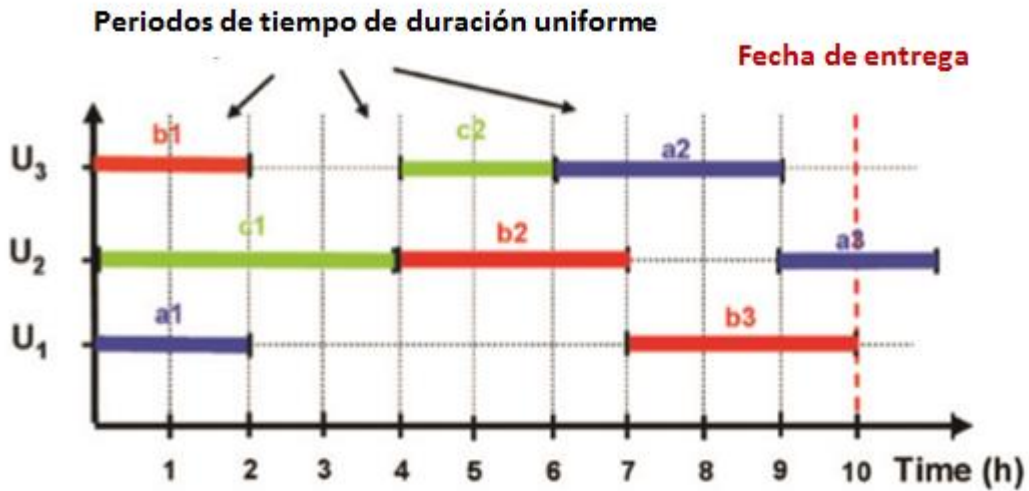


Figura 9 – Formulación en tiempo discreto.

A continuación, en la Tabla 1 se va a presentar un resumen del significado de cada símbolo asociado a la formalización ERTN así como los parámetros tomados en cuenta en cada uno de ellos. Todo el proyecto está basado en los diagramas ERTN, por lo que esta tabla es útil para la comprensión de todo el proyecto.

Tabla 1 - Resumen de la Formalización ERTN

NOMBRE	SÍMBOLO	REPRESENTA
Nodo de tamaño del lote		<b>Tarea de procesamiento discontinuo k</b> El tamaño del lote $B_{k,t}$ es tal que $V_k^{\min} \leq B_{k,t} \leq V_k^{\max}$ , el tiempo de procesamiento es $p_k = pf_k + pv_k B_{k,t}$ y el tiempo de entrega del recurso r es $dd_{r,k}$ (por defecto, $dd_{r,k} = p_k$ )
Nodo de tarea continua		<b>Tarea de procesamiento continuo k</b> La tasa de flujo $B_{k,t}$ es tal que $V_k^{\min} \leq B_{k,t} \leq V_k^{\max}$ , el tiempo de procesamiento es $p_k = pf_k + pv_k B_{k,t}$ y el tiempo de entrega del recurso r es $dd_{r,k}$ (por defecto, $dd_{r,k} = p_k$ )
Nodo acumulativo de recursos		<b>Recurso acumulativo r</b> La cantidad $S_{r,t}$ del recurso almacenado r es tal que $S_{r,t} \leq C_r^{\max}$ , la cantidad inicial es $S0_r$ , la política de almacenamiento es UIS, NIS o FIS (por defecto FIS) y la política de transferencia puede ser ZX (por defecto, ninguno)
Nodo de tarea disyuntiva		<b>Recurso disyuntivo r</b> Recurso que puede ser usado únicamente por una tarea de procesamiento en un tiempo dado
Nodo de recursos de estado		<b>Recurso de estado r</b> La cantidad $S_{r,t}$ es un entero que indica el estado actual del recurso disyuntivo r. De este modo, $S_{r,t} \leq C_r^{\max}$ , el marcaje inicial es $S0_r$ y la política de transferencia puede ser ZW (por defecto, ninguno)
Arco de flujo fijo		<b>Flujo de proporción fija de un recurso acumulativo</b> Flujo de recurso acumulativo gobernado por un balance de masa conservativo. $P_{k,r}^{\text{cons}}$ (resp., $\rho_{k,r}^{\text{prod}}$ ) es la proporción fija del recurso r consumido (resp., producido) con respecto a $B_{k,t}$ (por defecto $\rho_{k,r}^{\text{cons}} = 1$ (resp. $\rho_{k,r}^{\text{prod}} = 1$ ))
Arco de flujo producido/consumido		<b>Arco de producción/consumo de recurso acumulativo</b> Flujo de recurso acumulativo no gobernado por un balance de masa conservativo. La cantidad producida (resp., consumida) del recurso r por una tarea k es $u_{k,r}^{\text{prod}} = uf_{k,r}^{\text{prod}} + uv_{k,r}^{\text{prod}} B_{k,t}$ (idem para consumido)
Arco de uso		<b>Relación de &lt;uso&gt; entre una tarea de procesamiento y un recurso disyuntivo</b> Indica que el recurso disyuntivo r tiene la capacidad para actuar en la tarea de procesamiento k
Arco de transición de estado		<b>Flujo de entrada/salida del recurso de estado</b> Indica la evolución del estado actual (modelado por los recursos de estado r) del recurso disyuntivo que actúa sobre la tarea de procesamiento k. El entero es $\alpha_{k,r}^{\text{in}} \geq 1$ (resp., $\alpha_{k,r}^{\text{out}} \geq 1$ ) pero si existe un arco de transición de estado entre el recurso del estado r y la tarea k es 0. Por defecto, $\alpha_{k,r}^{\text{in}} = 1$ (idem para salida)



## 3.2. Descripción de la formalización

En este apartado se va a proceder a explicar con más precisión cada uno de los nodos y arcos presentados en la Tabla 1.

### 3.2.1. Nodos de tarea.

Un nodo de tarea representa una operación de proceso que consume y/o produce un conjunto específico de recursos. Sin embargo, en un proceso tienen que ser distinguidos dos tipos de operaciones: operaciones continuas, caracterizadas por una tasa de flujo entre  $R^{\min}$  y  $R^{\max}$ , y operaciones discontinuas caracterizadas por un tamaño de lote comprendido entre  $B^{\min}$  y  $B^{\max}$ .

Además, la duración de una tarea continua  $k$  se supone que es fija a  $pf_k$  mientras que el tiempo de procesamiento del lote de la tarea es la contribución de  $pf_k + pv_k$ .  $B_{k,t}$  es una variable igual al tamaño del lote de la tarea  $k$ . La representación gráfica asociada a cada nodo de tarea se muestra en la figura 10.

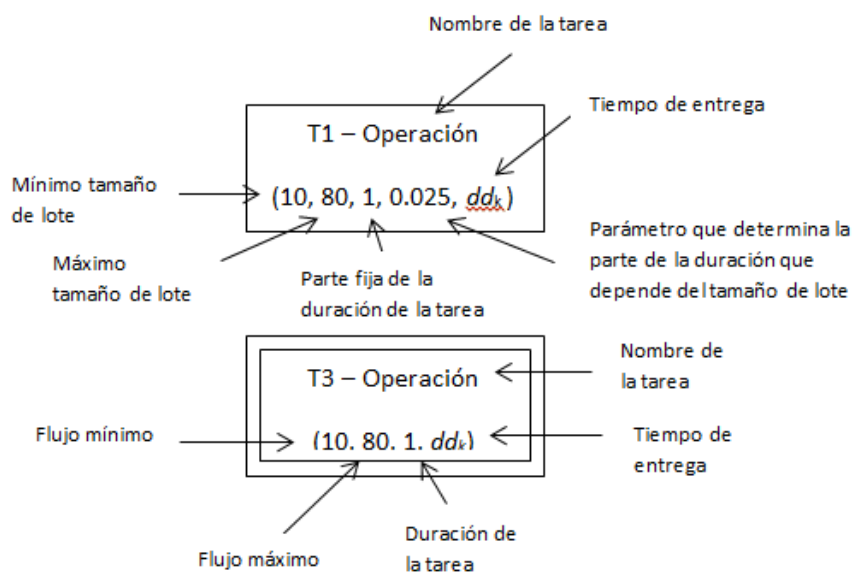


Figura 10 – Nodos de tarea.

Sin embargo, la duración del tiempo del tiempo de mantenimiento en estos dos tipos de operaciones es generalmente muy diferente. Para las operaciones continuas el mantenimiento es unas veces corto y otras directamente inexistente. En consecuencia

podemos considerar que el material está inmediatamente disponible en el momento en que se alcanza el estado estacionario. En cambio en un proceso de lote, el material procesado está disponible solo al final de la operación. Para tener en cuenta esta diferencia se define el parámetro  $dd_k$ , que representa el tiempo de entrega. Este es un parámetro que expresa el tiempo que transcurre desde la llegada de un flujo de producto hasta su posterior salida. Para este caso, existe la opción de que  $dd_k$  sea igual a 0, con lo que nos encontraríamos ante un tarea continua ‘pura’.

En términos energéticos, cada nodo de tarea representa la producción de energía que se realiza en una central así como el consumo de cada uno de los tipos de energía, tanto eléctrica como térmica. Los subíndices representan la producción mínima o máxima de cada una de las centrales.

### 3.2.2. Nodos de recursos acumulativos.

El nodo de recursos acumulativos representa un recurso que, en un momento dado, puede ser compartido por múltiples tareas de procesamiento. De este modo, se suelen representar los recursos como un estado material. Los recursos materiales son materias primas, recursos intermedios y acabados que son consumidos o producidos durante las operaciones de procesamiento. La cantidad inicial del recurso, la capacidad (si fuera necesario), el almacenamiento (UIS, “Unlimited Intermediate Storage” o capacidad ilimitada de almacenamiento; FIS, “Finite Intermediate Storage” o capacidad de almacenamiento finita y NIS, “No Intermediate Storage” o capacidad de almacenamiento nula), y la política de transferencia (ZW “zero-wait” sin espera) son los parámetros asociados con este tipo de nodo. En la Figura 11 se puede visualizar este tipo de nodo. De este modo, los nodos de recursos acumulativos representan los estados intermedios entre dos nodos de tarea, representando a su vez la cantidad almacenada del producto obtenido en la tarea anterior o, como se verá el caso, la cantidad inicial de materia prima.

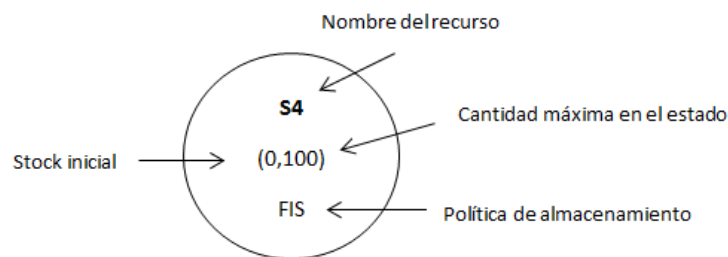


Figura 11 – Nodos de recursos acumulativos.

### 3.2.3. Nodos de recursos disyuntivos.

El nodo de recursos disyuntivos (Figura 12) representa a un recurso que en un momento dado puede ser usado por una única tarea de procesamiento como mucho. Los recursos disyuntivos son generalmente mano de obra y maquinaria. En el proyecto representan, si están asociados a un nodo de tarea que produce energía, a una central de energía, y si están asociados a un nodo de tarea de consumo de esa energía, al sitio urbano en el que se consume la misma.

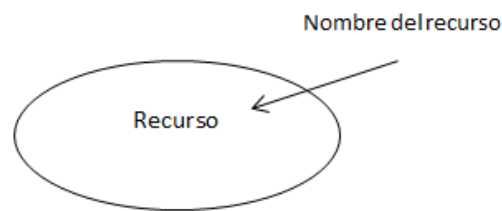


Figura 12 – Nodos de recursos disyuntivos

### 3.2.4. Nodos de recursos de estado.

El nodo de recurso de estado representa el estado de una operación o dispositivo. Algunos dispositivos complejos pueden tener diferentes estados de operación. En particular, puede ser necesario seguir una determinada secuencia de estados intermedios antes de alcanzar un modo particular (también llamado modo nominal). En este caso, la unidad se llama multimodal y el nodo de recurso de estado puede ser usada para gestionar las transiciones entre los modos (Figura 13). Este recurso se consume cuando la tarea asociada es ejecutada y entregada tan pronto como esta acaba. Al igual que en los nodos de recursos acumulativos, tres parámetros están asociados con este nodo: el estado inicial (valor igual a 0 para todos los nodos excepto para aquellos correspondientes al estado actual del dispositivo para el cual es 1), la capacidad (aquí siempre es igual a 1) y la política de transferencia.

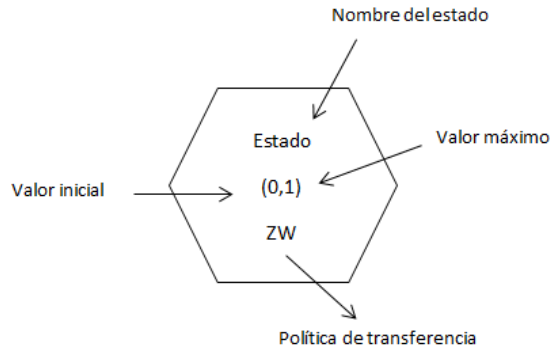


Figura 13 – Nodo de recurso de estado.

### 3.2.5. Arco de recurso disyuntivo.

El arco de recurso disyuntivo establece una relación de ‘uso’ entre un recurso disyuntivo y una operación de procesamiento. Esto indica que el recurso disyuntivo puede actuar sobre la operación de proceso. Como resultado, una tarea está definida como una pareja (operación y recurso disyuntivo). Esto infiere en que la misma operación la cual actúa en  $n$  dispositivos diferentes está representada por  $n$  tareas. A la inversa, un dispositivo que es la fuente de  $m$  arcos disyuntivos indica gráficamente que este dispositivo puede actuar sobre  $m$  tareas diferentes (Figura 14). Por tanto este tipo de arco nos relaciona cada central o sitio urbano con su nodo de producción de energía o de consumo, respectivamente.

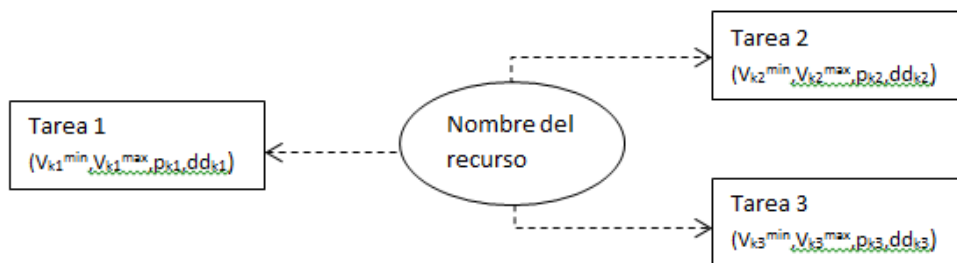


Figura 14 – Arco de recurso disyuntivo.

### 3.2.6. Arco de flujo fijo y libre.

El arco de flujo modela cualquier flujo gobernado por una ecuación de balance de masa conservativo. En este caso, cada recurso acumulativo de entrada o salida concernido por esta relación tiene que ser unido a la tarea de procesamiento por medio de un arco. La proporción de cada recurso acumulativo consumido o producido por una tarea puede ser o bien un parámetro (de valor fijo localizado sobre el arco) o una variable del problema (indicado por medio de una flecha a través del arco). En consecuencia, se pueden definir dos tipos de arcos de flujo (Figura 15): el arco de flujo fijo donde la proporción fija se indica en el arco y el arco de flujo libre identificado por una flecha a través del arco. Sin

embargo, cualquiera que sea la naturaleza del arco, la suma de las proporciones llevadas desde los arcos de entrada de un nodo de tarea tiene que ser siempre igual a 1. Esta propiedad tiene que ser igualmente comprobada para los arcos de salida.

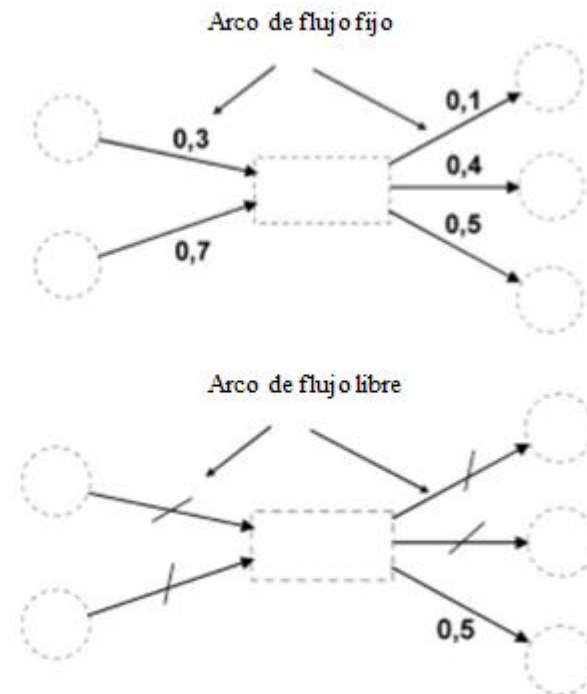


Figura 15 – Arcos de flujos fijo y libre

### 3.2.7. Arco de consumo y arco de producción.

En contraste con los arcos previos, estos arcos modelan cualquier flujo no gobernado por una ecuación de balance conservativo. En este caso, cada recurso acumulativo consumido o producido tiene que ser ligado a la tarea de producción por medio de un arco. Dos parámetros caracterizan esta relación: en el caso del consumo, el parámetro  $uf_{k,r}^{cons}$  permite representar la cantidad fija del recurso  $r$  consumido mientras que  $uv_{k,r}^{cons}$  representa la proporción variable de recurso  $r$  consumido con respecto al tamaño del lote producido por la tarea  $k$  (Figura 16). En el caso de un arco de producción, el parámetro  $uf_{k,r}^{prod}$  y  $uv_{k,r}^{prod}$  permite definir la cantidad del recurso  $r$  producido por la tarea  $k$  (Figura 16).

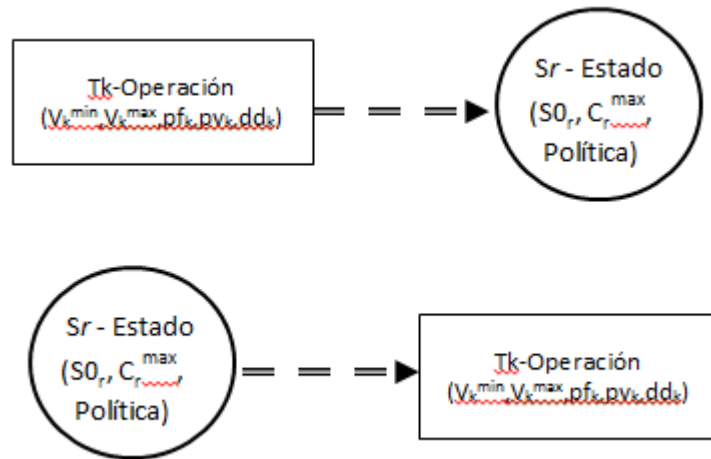


Figura 16 – Arco de consumo y arco de producción

### 3.2.8. Arco de transición.

Estos arcos específicos ligan un nodo de recurso de estado y un nodo de tarea. La secuencia resultante de los estados puede ser cíclico o no (Figura 17). El estado actual de un dispositivo se determina mediante el ajuste de parámetro  $S0$  del nodo correspondiente a 1, siendo el resto ajustados a 0. En efecto, este recurso está gobernado por una ecuación conservativa (pero que no aparece en el balance de materia) y no puede ser asimilado a un recurso disyuntivo o a un recurso acumulativo. Por lo tanto, en dicha estructura, una tarea sólo puede ejecutarse si recupera un recurso (entero) del nodo de recursos de estado de entrada. Este recurso se libera al nodo de recursos de estado de salida al final de la tarea. Finalmente, las tareas pertenecientes a la misma secuencia deben estar conectadas al nodo de recurso disyuntivo con un arco de uso, ya que un recurso disyuntivo sólo puede estar en un estado en un momento dado.

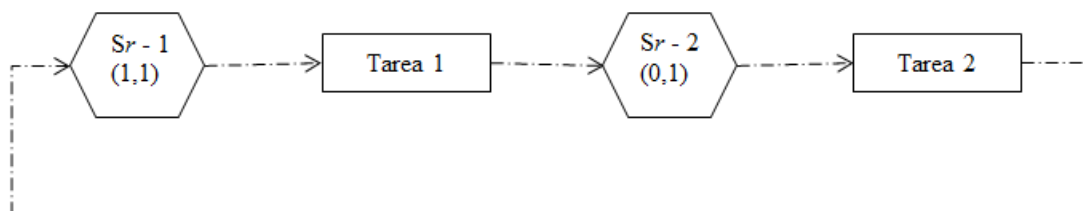


Figura 17 – Arco de transición

### 3.3. Descripción del modelo lineal

Para la resolución de la problemática que está siendo abordada, el modelo utilizado se basa sobre una programación ILOG con una serie de diferentes variables y restricciones las cuales van a ser explicadas más detalladamente en este apartado.

Para comenzar, a continuación se va a representar la nomenclatura del modelo lineal (variables del modelo):

- $W_{k,t}$  : Variable binaria igual a 1 si la tarea  $k$  empieza en el periodo  $t$ .
- $B_{k,t}$  :Tamaño del lote asociado a la tarea  $k$  lanzada en el periodo  $t$ .
- $S_{s,t}$  :Stock del recurso  $s$  (material o mano de obra) existente en el periodo  $t$ .
- $I_{s,k,t}$  : Flujo del recurso  $s$  entrante en la tarea  $k$  desde un arco <Flujo de materia> (fijo o libre) en el periodo  $t$ .
- $O_{s,k,t}$  :Flujo del recurso  $s$  saliente de la tarea  $k$  via un arco tipo <flujo de materia> en el periodo  $t$ .
- $UI_{s,k,t}$  :Flujo del recurso  $s$  entrante en la tarea  $k$  via un arco <Flujo de recurso acumulativo> (fijo o libre) en el periodo  $t$ .
- $UO_{s,k,t}$  :Flujo del recurso  $s$  saliente de la tarea  $k$  via un arco tipo <Flujo de recurso acumulativo> en el periodo  $t$ .
- $In_{s,t}$  :Flujo del recurso  $s$  importado en el periodo  $t$ .
- $Out_{s,t}$  :Flujo del recurso  $s$  exportado en el periodo  $t$ .

#### 3.3.1. Restricciones de relación de recursos disyuntivos.

Cada estructura del grafo que incluye un arco disyuntivo conduce a la formulación de una restricción de relación. Las restricciones experimentan por tanto el hecho de que un recurso disyuntivo puede realizar como máximo una tarea en un periodo  $t$  dado. La Ecuación 1 tiene en cuenta esta relación donde  $W_{k,t}=1$  si la tarea  $k$  ha sido lanzada al inicio del periodo  $t$  y  $W_{k,t}=0$  en caso contrario. Además la variable  $p_k$  define la duración de la tarea  $t$ . Por tanto en esta restricción se indica si un recurso disyuntivo (bien sea una central de energía o un sitio urbano al que se envía el producto final) produce o consume en el periodo  $t$ .

$$\sum_{k \in K} \sum_{\substack{t'=t-p_k+1 \\ t > 0}}^t W_{k,t'} \leq 1 \quad \forall r \in R^D, \forall t \in 1, \dots, T \quad (1)$$

### 3.3.2. Restricción de potencia de las tareas.

La siguiente ecuación permite indicar al modelo que la cantidad de materia que puede ser tratada por la tarea en el periodo  $t$  es limitada. Por tanto se indica la cantidad máxima o mínima de energía que puede producir cada una de las centrales del modelo. El tamaño de la tarea  $k$  está acotado por unos valores máximo y mínimo definidos. Esta restricción se encuentra definida con la Ecuación 2.

$$W_{k,t}V_k^{min} \leq B_{k,t} \leq W_{k,t}V_k^{max} \quad \forall k \in I, \forall t \in T \quad (2)$$

### 3.3.3. Restricción sobre la producción y el consumo de los recursos acumulativos.

El hecho por el cual un arco de flujo no conservativo une un nodo de recursos acumulativos con un nodo de tarea representa un consumo de recursos acumulativos. Esta restricción calcula la cantidad de recursos consumidos por la entrada de este recurso en dicha tarea  $k$  en el periodo  $t$ . Esta cantidad comprende por tanto una cantidad constante y una cantidad variable (aunque en nuestro modelo la cantidad variable siempre será nula).

El hecho en el cual un arco de flujo no conservativo une un nodo de tarea a un nodo de recursos acumulativos representa una producción de recursos. La cantidad de recursos producidos a la salida por la tarea  $k$  en un periodo  $t$  se calcula gracias a esta restricción. Al igual que anteriormente, tenemos una parte variable y una parte constante.

Estas restricciones llevan a cabo el balance de materia entre los recursos producidos y consumidos entre las centrales y el sitio urbano. Es un balance de materia conservativo.

$$UI_{s,k,t} = ufi_{k,t}W_{k,t} + uvi_{k,s} \sum_{\theta=t-p_k+1}^t B_{k,\theta} \quad \forall s \in S, \forall k \in I, \forall t \in T \quad (3)$$

$$UO_{s,k,t} = ufo_{k,t}W_{k,t} + uvo_{k,s} \sum_{\theta=t-p_k+1}^t B_{k,\theta} \quad \forall s \in S, \forall k \in I, \forall t \in T \quad (4)$$

### 3.3.4. Restricción sobre el balance de materia en los nodos de recursos.

Los nodos de recursos acumulativos al igual que los nodos de tareas se encuentran bajo limitaciones de capacidad. Estas capacidades indican la capacidad máxima la cual no puede



ser sobrepasada en relación a los niveles de almacenamiento del recurso por parte del nodo en el instante t.

Los arcos incidentes en un nodo de recursos acumulativos pueden ser arcos de flujo conservativo, arcos de flujo no conservativo, arcos de importación o de exportación. Es por ello que hay que tener en cuenta en los balances los flujos de materia no conservativas más aquellos de materia conservativa y adicionarlos a los flujos de importación o de exportación de energía. En la Ecuación 3 podemos ver representada esta restricción matemáticamente.

$$S_{s,t} = S_{s,t-1} + \sum_{k \in I} O_{s,k,t} - dd_{s,k} - \sum_{k \in I} I_{s,k,t} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,t} - dd_{s,k} - \sum_{k \in I} UI_{s,k,t} + In_{s,t} - Out_{s,t} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (5)$$

$$S_{s,0} = S0_s \quad \forall s \in S \quad (6)$$

$$0 \leq S_{s,t} \leq C_s^{max} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (7)$$

### 3.3.5. Restricción de importación/exportación.

Finalmente y tal como se comentó anteriormente, hay que tener en cuenta la restricción de importación o de exportación de la energía para el caso en el cual el flujo de energía generado por las centrales no fuera suficiente para alimentar a la demanda de la red (Ecuación 4). Esto puede ocurrir si se diera el caso en que la central no fuera capaz de producir la cantidad de energía demandada, por lo que tendría que importarla del exterior, o en el caso en que produjera más de la cuenta por lo que debería exportar esa energía sobrante.

$$Out_{s,t}^{min} \leq Out_{s,t} \leq Out_{s,t}^{max} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (8)$$

$$In_{s,t}^{min} \leq In_{s,t} \leq In_{s,t}^{max} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (9)$$

### 3.3.6. Función Objetivo

Una vez explicadas las diferentes restricciones del modelo, únicamente queda definir la función objetivo. Desde el inicio se ha establecido el coste de este tipo de centrales y cómo el objetivo es minimizarlo. En primer lugar habría que tener en cuenta el coste de las materias primas necesarias para la producción de la energía así como el coste del almacenamiento de las mismas. Dependiendo del tipo de central podía tratarse de gas natural, petróleo, etc. Estos costes posiblemente sean los más elevados de todos. Posteriormente se encuentran los costes asociados a la importación de energía en la central

en el caso de que la producción de estas centrales no fuera suficiente para satisfacer la demanda, así como también el coste operatorio de cada unidad de producción. Por último se encuentra la ganancia eléctrica generada gracias a la reventa de la electricidad producida por cogeneración. Sumando todos estos costes, obtenemos la función de coste que corresponde a la función objetivo del problema (Ecuación 5).

$$\begin{aligned}
 COSTE = & \sum_{s \in ESTADO} h_s * SF_s + \sum_{s \in ESTADO, t \in HORIZONTE} C_{imp} * IMPORT_{s,t} \\
 & + \sum_{k \in TAREA, t \in HORIZONTE} C_{op} * W_{k,t} \\
 & + \sum_{t \in HORIZONTE} B_t * PE_t
 \end{aligned} \tag{10}$$

## 4. ANÁLISIS DE ESCENARIOS

---

En este apartado se va a proceder a presentar diferentes escenarios del problema comenzando desde un primer escenario muy sencillo para comprobar que el programa responde bien a la programación establecida para posteriormente ir completando cada vez más cada uno de los escenarios hasta finalmente llegar al análisis de un caso real.

Cada uno de los escenarios va a ser dividido a su vez en cinco apartados diferentes. En el primero de ellos se procederá a presentar el escenario correspondiente y explicar las características del mismo, así como se adjuntará el grafo ERTN correspondiente a dicho escenario. Posteriormente en un segundo apartado será descrito el modelo lineal del problema de optimización que será implementado en el programa ILOG CPLEX para, a continuación, proceder a la exposición y el análisis de los diferentes resultados todo ello en dos casos diferentes: el primero de ellos si se lleva a cabo cogeneración y con ello venta de electricidad (si procede en la optimización, ya que puede que en algún caso no sea interesante producirla) y el segundo en el caso en el que no se llevará a cabo cogeneración con el coste de oportunidad correspondiente al perder los posibles beneficios que se pudieran obtener. En un último apartado se hará un breve comentario sobre cada uno de los escenarios

### 4.1. Escenario 1: Validación del modelo lineal

Este se trata del primero de los escenarios que van a ser analizados. Este primer caso se trata del más simple de todos, el cual va a servir para validar el modelado y así posteriormente poder ir completando más los escenarios restantes.

#### 4.1.1. Presentación del escenario y formalización ERTN

Este modelo se compone de dos centrales de producción diferentes. La primera de ellas corresponde a una turbina de gas (TDG) que funciona mediante gas natural y permite producir tanto calor como electricidad con un rendimiento del 40% respectivamente para cada una de las energías (el 20% restantes son pérdidas). La segunda central es una caldera que funciona mediante petróleo y produce exclusivamente calor, con un rendimiento del 60%, siendo el 40% restante también pérdidas. Las dos centrales responden a las

necesidades de calor de un lugar de consumo y la turbina de gas alimenta también a un lugar de consumo eléctrico.

En lo concerniente a la demanda de electricidad, se supone fija por medio de un contrato el cual pide que el sistema produzca diariamente una cantidad igual a 5000kWh en un periodo de tiempo fijo (los periodos 3 y 4 de cada día, lo que corresponde a los periodos 3,4,8,9,13,14,18 y 19). Con respecto a la demanda de calor, esta varía en función del periodo del día como se puede ver en la Figura 18. Esta demanda de calor se ha tomado con la forma de una demanda de potencia eléctrica, la cual es utilizada para satisfacer las necesidades de calor. El horizonte temporal ha sido establecido en 4 días que representan una muestra aceptable, siendo dividido cada uno de los días en 5 periodos.

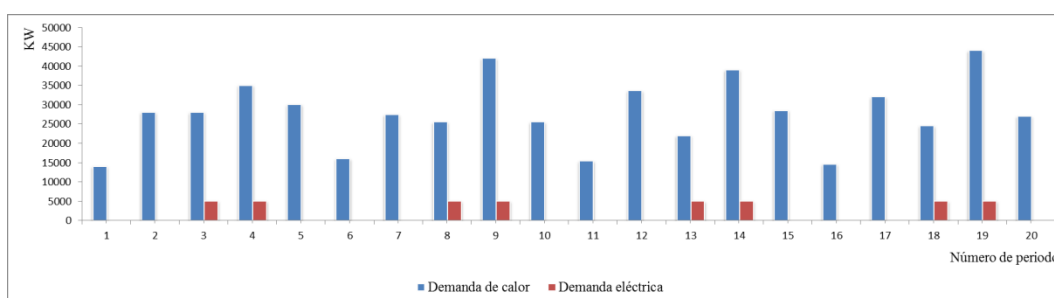


Figura 18 – Demanda de calor y electricidad.

Para simplificar este primer escenario, se han tenido en cuenta varias hipótesis:

- Los recursos tanto de gas natural como de petróleo se han supuesto infinitos.
- El almacenamiento de electricidad se considera ilimitado (para la etapa S4, ver en el ERTN)
- Las dos centrales comienzan sus operaciones sin necesidad de un tiempo de preparación o de parada.
- No se tienen en cuenta fluctuaciones en la demanda de calor.

Finalmente en lo que concierne a los datos utilizados (como los rendimientos, el precio de la electricidad, la potencia de las centrales etc.), estos datos son teóricos, utilizando datos que se puedan aproximar a la realidad pero sin ser exactos y por tanto no se tiene en cuenta la realidad de las centrales utilizadas. El objetivo de este modelo es el de verificar que la programación proporciona unos resultados coherentes.

A continuación está ilustrado el modelo ERTN que representa este primer escenario (Figura 20) así como una figura descriptiva de los equipos de este escenario (Figura 19).

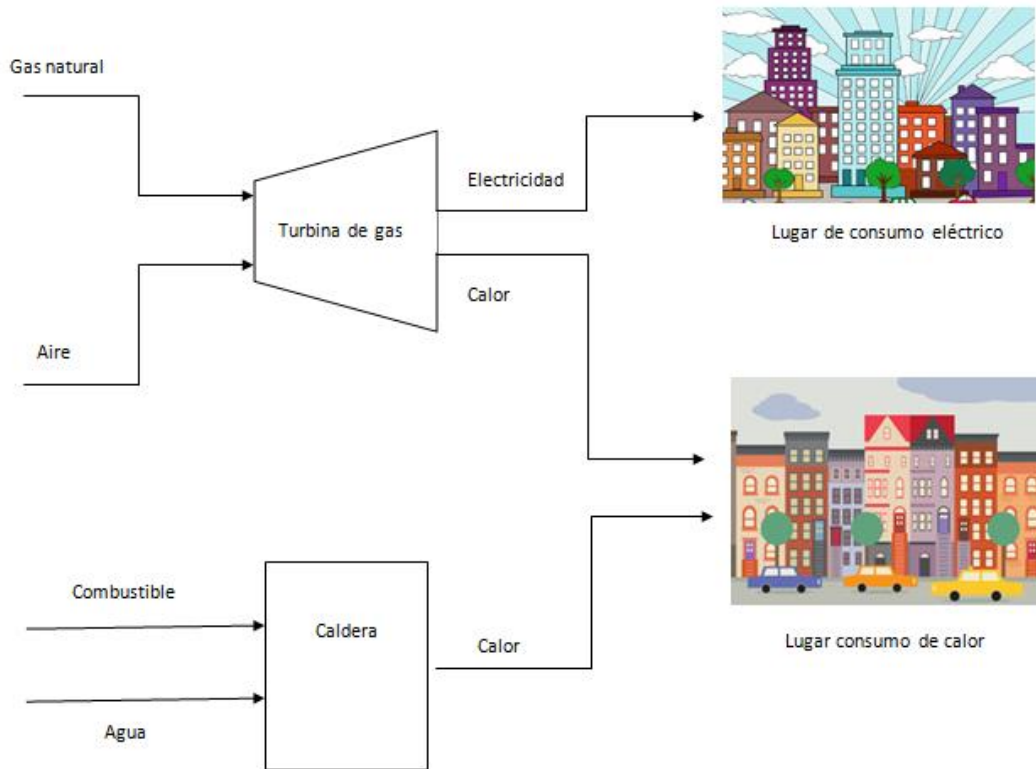


Figura 19 – Figura descriptiva de los equipos del escenario

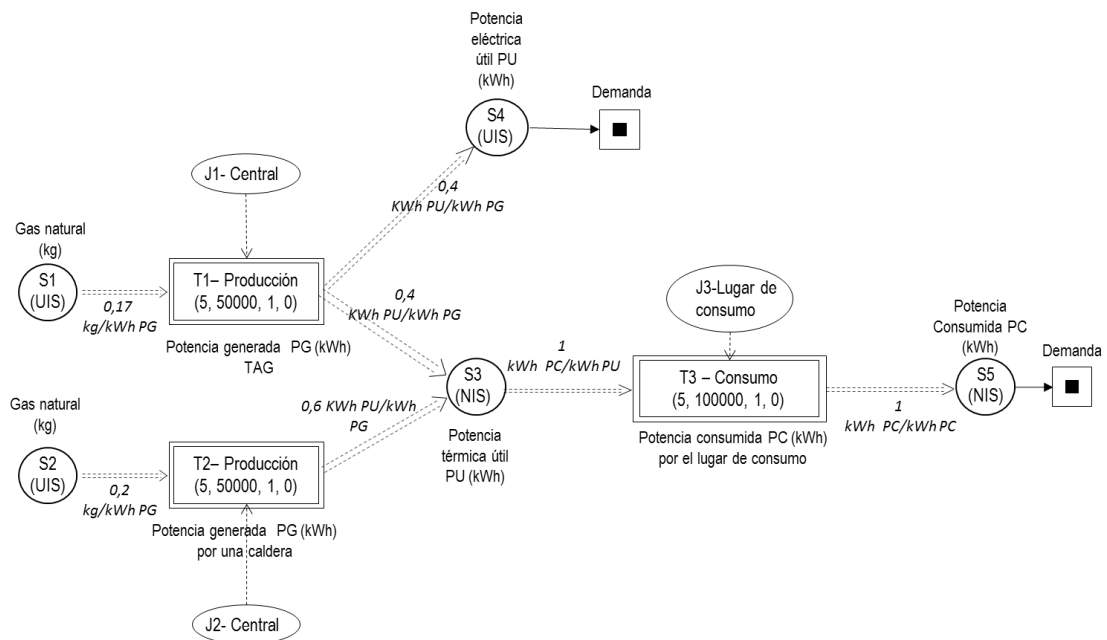


Figura 20 – Formalización ERTN para el escenario 1

#### 4.1.2. Modelo lineal.

A continuación se va a presentar el modelo utilizado en la optimización de este primer caso:

$$\min \text{ COSTE} \quad (11)$$

$$\text{COSTE} = \text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} + \text{COSTE}_{\text{IMP}} + \text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} - \text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} \quad (12)$$

$$\text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{NumPer}} h_s * S_{e,s} \quad (13)$$

$$\text{COSTE}_{\text{IMPORTACIÓN}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} C_{\text{imp}_s} * \text{IMPORT}_{s,t} \quad (14)$$

$$\text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} = \sum_{k \in \text{TAREA}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} C_{\text{op}_k} * W_{k,t} \quad (15)$$

$$\text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} = \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} B_{8,t} * PE_t \quad (16)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{\substack{t'=t-p_k+1 \\ t > 0}}^t W_{k,t'} \leq 1 \quad \forall r, \forall t \quad (17)$$

$$W_{k,t} = 0 \quad \forall k, \forall t \quad (18)$$

$$B_{k,t} \geq P_{\text{min}_k} * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (19)$$

$$B_{k,t} \leq P_{\text{max}_k} * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (20)$$

$$S_{s,t} \leq C_s \quad \forall s, \forall t \quad (21)$$

$$S_{s0} = S0_s \quad \forall s \quad (22)$$

$$S_{s,t} = S_{s,t-1} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,t-pob} - \sum_{k \in I} RoI_{k,s} * B_{k,t} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,t-dd_{s,k}} - \sum_{k \in I} UI_{s,k,t} + \text{IMPORT}_{s,t} - \text{EXPORT}_{s,t} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (23)$$

$$\begin{aligned}
SF_s = S_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,NumPer-pob} - PC_{s,NumPer} \\
+ \sum_{k \in I} UO_{s,k,NumPer} + IMPORT_{s,NumPer} \\
- EXPORT_{s,NumPer} \quad \forall s \in S
\end{aligned} \tag{24}$$

$$UI_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t ui_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \tag{25}$$

$$UO_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t uo_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \tag{26}$$

$$IMPORT_{s,t} \leq IMPmax_s \quad \forall s, t \tag{27}$$

$$EXPORT_{s,t} \leq EXPmax_s \quad \forall s, t \tag{28}$$

Las ecuaciones (11), (12), (13), (14), (15) y (16) hacen referencia a la función objetivo. Las ecuaciones (17) y (18) llevan a cabo la asignación de cada una de las centrales y su encendido o apagado. Las ecuaciones (19) y (20) hacen referencia a las producciones máximas y mínimas de las centrales en cada periodo. Las ecuaciones (21) y (22) indican el almacenamiento inicial así como el máximo para cada periodo mientras que la ecuación (23) establece el balance de materia en los nodos. La ecuación (24) representa la cantidad de potencia generada al final del horizonte, mientras que la (25) y la (26) establecen el consumo y la producción de energía por parte de los recursos. Para finalizar, las ecuaciones (27) y (28) representan las importaciones y exportaciones en cada nodo.

#### 4.1.3. Resultado con producción de electricidad.

Después de la realización del primer escenario se analizan los resultados obtenidos en el caso en el cual se permite la realización de cogeneración. Para comenzar, en la Figura 20 se puede observar el diagrama de Gantt obtenido para el periodo simulado. En este diagrama hay representados cuatro recursos (Turbina de gas en color azul, caldera en verde, consumo de energía térmica en turquesa y consumo de electricidad en rojo) los cuales están representados por R1, R2, R3 y R4 respectivamente. Analizando el diagrama se puede ver que la turbina de gas, que produce tanto electricidad como calor, produce de manera intermitente. Esto ocurre ya que su coste de funcionamiento es mayor que el de la caldera por lo que es lógico que el programa elija no hacerla funcionar constantemente, sino únicamente para responder a una demanda de calor fuerte, tal que la caldera no pueda hacer frente por sí sola a dicha demanda, o para responder a la demanda de electricidad, la cual debe ser satisfecha. Como consecuencia, la caldera funciona mucho más a menudo, debido

como se ha mencionado anteriormente a que su coste operativo es menor. Lógicamente, en todos aquellos momentos en los que no hace falta producir electricidad se va a tender a mantener apagada la turbina (salvo en los casos de mayores picos de demanda).

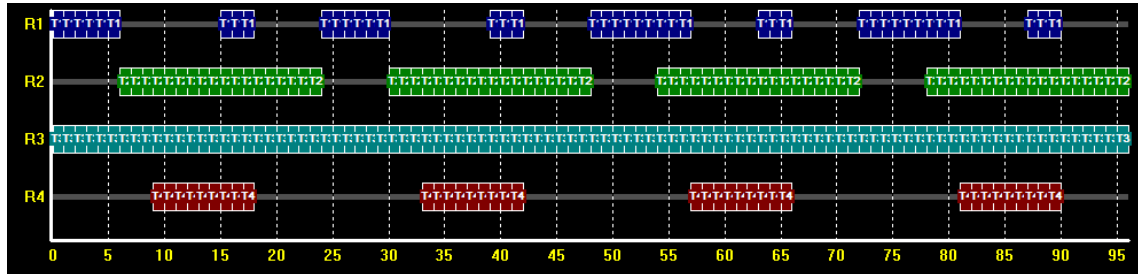


Figura 21 – Diagrama de Gantt para el escenario 1

Es de remarcar igualmente comparando el diagrama de Gantt (Figura 21) con el perfil de demanda (Figura 18) que el sistema responde bien al consumo existente. Esto puede ser comprobado en los picos de consumo en los cuales están activadas las dos centrales simultáneamente para responder a la amplia demanda existente.

Fijándose un poco más detenidamente, la Figura 22 muestra la potencia energética desarrollada sobre cada recurso para este escenario. En dicha figura se encuentra representada la producción llevada a cabo por la turbina de gas en color azul, la producción de la caldera en rojo, el consumo de calor en verde y el de electricidad en violeta. Las potencias existentes en los dos lugares de consumo (térmico y eléctrico), corresponden a las demandas de energía del escenario. Por tanto estas demandas han sido bien respetadas comparando los valores obtenidos en la Figura 22 con el perfil de demanda (Figura 18).



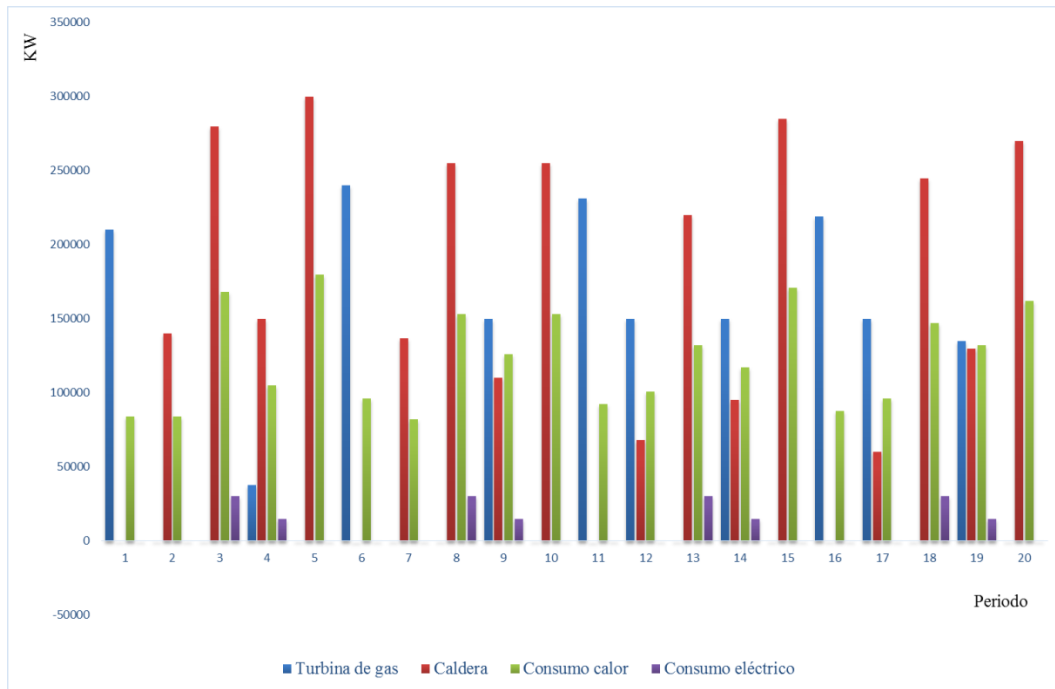


Figura 22 – Potencia desarrollada sobre cada recurso.

Se puede ver que la caldera produce un mayor número de energía que la turbina. Esto ocurre ya que tiene un rendimiento mayor al de la turbina (del 20%), lo que permite producir mayor cantidad de producto final con la misma cantidad de materia prima. También se puede observar que la producción de las centrales nunca llega a ser del 100% de la capacidad de producción (los picos nunca están a la máxima altura).

La Figura 23 representa la potencia generada por las dos centrales comparadas con la finalmente enviada al lugar de consumo, que es la finalmente producida por las centrales. Se puede observar un salto entre los dos picos, que se explica con el rendimiento impuesto a las centrales, que es respectivamente del 40% para la turbina y del 60% para la caldera. Por tanto las centrales tienen que utilizar más materia prima de la que teóricamente haría falta para responder a la demanda de calor del lugar de consumo.

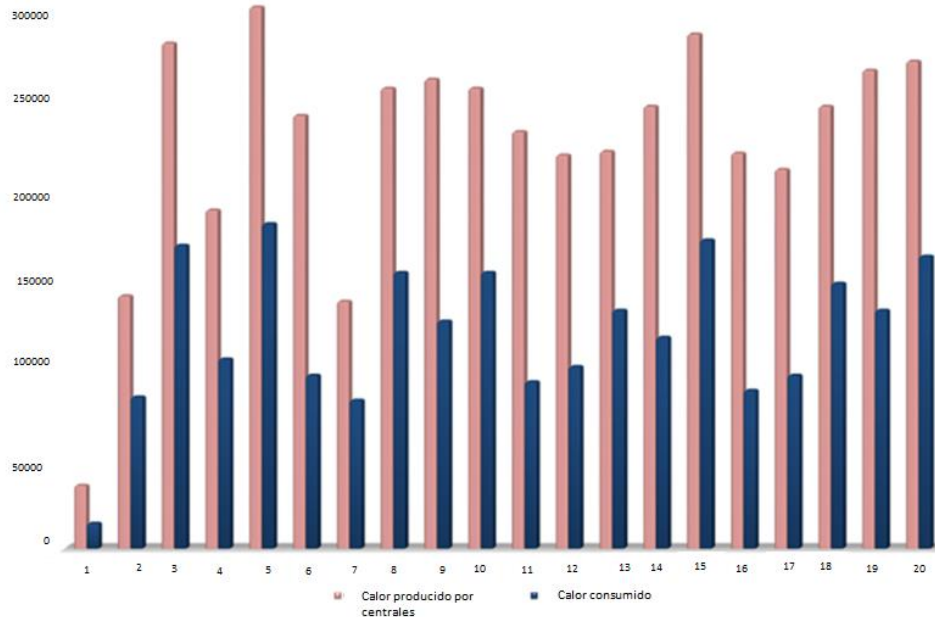


Figura 23 – Potencia producida por las centrales y demandada por los lugares de consumo

Habiendo analizado todo esto, queda mencionar el coste total que se produce para este primer caso, siendo de 18840 miles de euros. En el siguiente apartado se comparará con el caso en que no hubiera producción de electricidad, por lo que todas las ganancias que se consiguen por la reventa de la misma se perderían, lo que a priori hace ya suponer que el coste será mayor. El desglose de la función objetivo es:

$$\text{COSTE\_TOTAL} = 18840;$$

$$\text{COSTE\_ALMACENAMIENTO} = 0;$$

$$\text{COSTE\_IMPORTACION} = 0;$$

$$\text{COSTE\_OPERATIVO} = 36840;$$

$$\text{GANANCIA\_ELECT} = -18000;$$

Estos resultados son coherentes ya que en las hipótesis se habló de que la materia prima era ilimitada y sin coste, suponiendo algún coste únicamente el coste operativo.

Como conclusión, se puede decir que este primer escenario responde correctamente al modelado del problema. Se obtiene una solución que responde correctamente a las hipótesis y a las restricciones tenidas en cuenta por lo que el modelo utilizado queda validado, que era el objetivo de este primer caso.

#### 4.1.4. Resultados sin producción de electricidad.

A continuación se va a comentar el caso en el cual no se lleve a cabo la producción de electricidad, por lo que como consecuencia no se producirá reventa de la misma y no se generarán ingresos por dicho acto. El perfil de demanda para dicho caso se encuentra representado en la Figura 24.

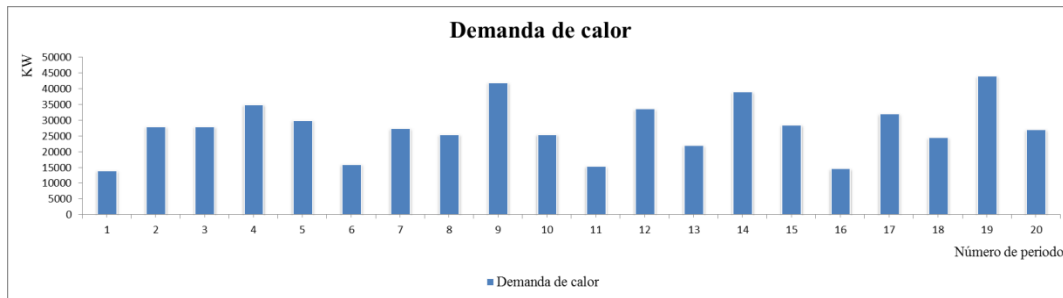


Figura 24 – Perfil de demanda para el escenario 1 sin cogeneración.

En la Figura 25 se encuentra plasmado el Diagrama de Gantt correspondiente a este escenario. En el mismo se diferencia en azul a R1, que corresponde a la producción en la turbina de gas, en verde a R2, que corresponde a la producción en la caldera y en celeste a R3 que se trata del consumo de energía térmica. Al igual que en el apartado anterior, el modelo va a preferir producir con la caldera debido a su menor coste así como en picos de demanda.

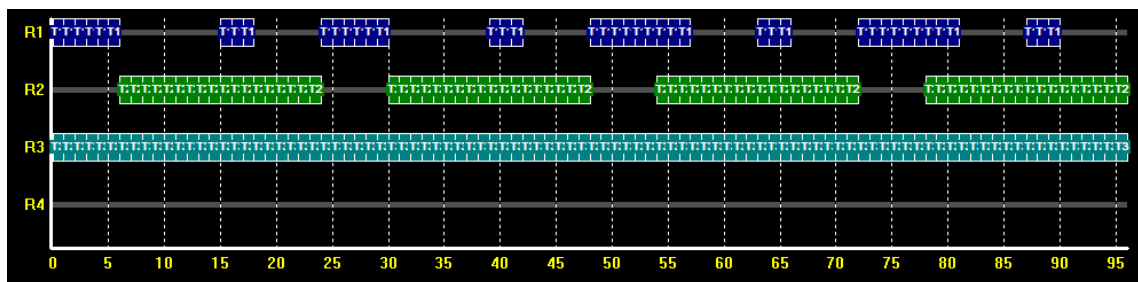


Figura 25 – Diagrama de Gantt para el escenario 1 sin electricidad.

Al no haber producción de electricidad no hay ingresos por la reventa de la misma, por lo que el coste total es mayor que en el caso anterior, tal y como se puede comprobar en los resultados obtenidos:

COSTE\_TOTAL = 36840;

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;

COSTE\_IMPORTACION = 0;

COSTE\_OPERATIVO = 36840;

GANANCIA\_ELECT = 0;

En la Figura 26 se puede ver la potencia desarrollada sobre cada recurso, comprobando que las demandas han sido bien respetadas al compararlo con el perfil de demanda, que es el mismo que en el perfil anterior suprimiendo la demanda de electricidad. En azul está representada la producción de la turbina de gas, en rojo la de la caldera y por último en color azul se encuentra el consumo de calor. En este caso tampoco se llega al máximo de producción de ninguna de las centrales en ningún periodo.

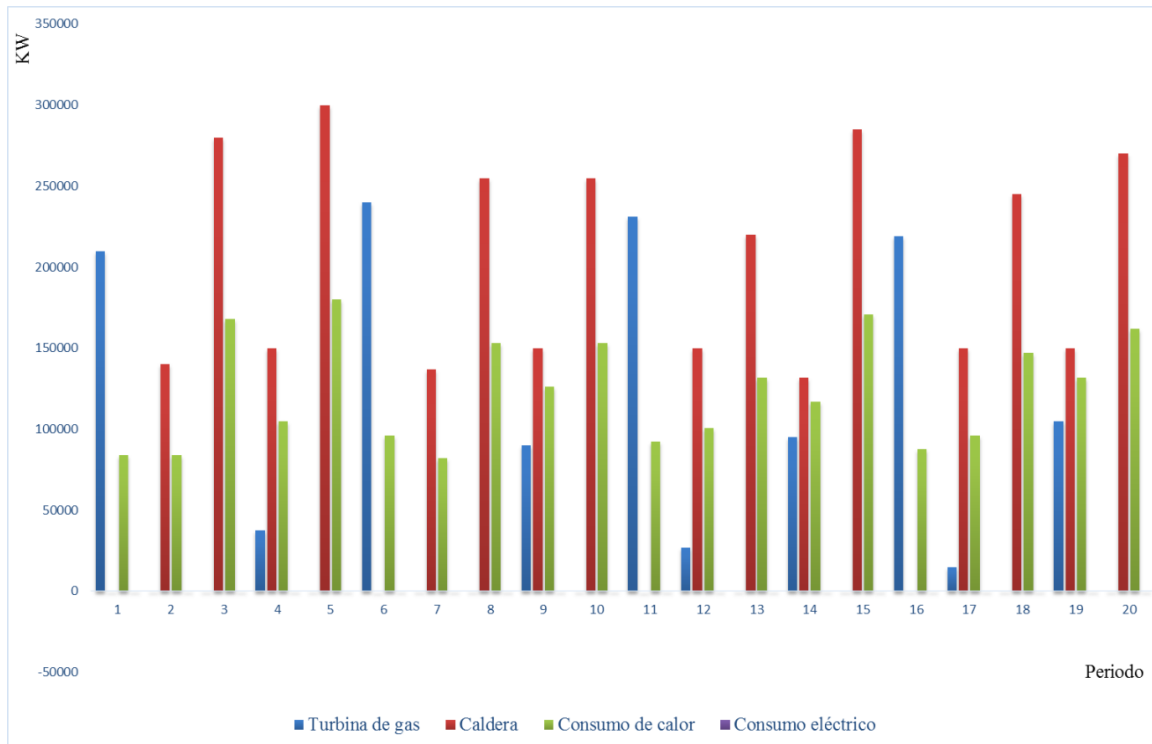


Figura 26 – Potencia desarrollada sobre cada recurso en el caso sin electricidad.

#### 4.1.5. Comentarios

Para este primer escenario, cuyo objetivo era la validación del modelo y la comprobación de que el programa da una buena respuesta al modelo, se puede afirmar que se han cumplido las expectativas. Se han analizado dos casos diferentes: el primero con producción de electricidad mediante cogeneración y el segundo sin ella. Tras implementar

el programa de optimización en ambos casos se puede afirmar que la cogeneración aporta unos ingresos extra que reducen el coste total por la producción de energía aprovechando el calor desprendido por la turbina, por lo que a priori siempre se va a tender a preferir el desarrollo de este método. A continuación se procede a adjuntar una tabla comparativa de los dos casos estudiados para este escenario en la cual se plasman los diferentes costes obtenidos pertenecientes a la función objetivo (Tabla 2).

Tabla 2 - Comparación de resultados en el escenario 1.

<b>Coste</b>	<b>Con producción de electricidad</b>	<b>Sin producción de electricidad</b>
<b>Coste total</b>	18840	36840
<b>Coste importación</b>	0	0
<b>Coste almacenamiento</b>	0	0
<b>Coste operativo</b>	36840	36840
<b>Ganancia eléctrica</b>	-1800	0

## **4.2. Escenario 2: Ampliación del modelo mediante la adición de nuevas condiciones.**

A continuación va a ser descrito el segundo escenario desarrollado. En este segundo caso se ha partido del mismo modelo pero modificando algunos parámetros. En primer lugar se procederá a la presentación del escenario y la exposición del modelo ERTN asociado al mismo, para posteriormente plasmar el modelo lineal y pasar a continuación al análisis de los resultados en cada uno de los dos casos (con producción de electricidad y sin ella). Por último se hará un breve comentario del escenario completo.

### **4.2.1. Descripción del escenario y formalización ERTN.**

Para este segundo escenario, como bien ha sido comentado anteriormente, se ha partido del modelo del escenario anterior, pero modificándolo con el objetivo de obtener un modelo más cercano a la realidad de los sistemas industriales. En este caso han sido tenidas en cuenta nuevas funciones:

- En primer lugar en la realidad los consumos de calor no están nunca perfectamente fijados, por lo que hay que tener en cuenta la fluctuación de la demanda de la energía, esto quiere decir que por ejemplo, para una demanda de 1500 KW las centrales tendrán en cuenta que su producción puede responder a esta necesidad bajo +/- un cierto porcentaje de este valor, que va a ser fijado en un 15%.
- En este escenario los gastos en materias primas y en almacenamiento de estas sí van a ser tenidos en cuenta.
- Por último, los equipos de las diferentes instalaciones de las centrales no se encienden o apagan inmediatamente como se supuso antes, sino que hace falta un tiempo de marcha o de paro que se va a asimilar en un periodo (1h).

En la Figura 27 está representada la formalización ERTN correspondiente a este segundo escenario. En este segundo caso vuelve a haber dos centrales de producción de energía con las mismas características que en el primer escenario. Por consiguiente la figura que representa los equipos del primer escenario sigue siendo válida para este escenario 2 (Figura 19). En la primera central se produce energía térmica y electricidad mediante una turbina de gas con un rendimiento del 40% en cada uno de los tipos de energía, mientras que la segunda central está compuesta por una caldera que produce únicamente energía térmica con un rendimiento del 60%. En este caso si se ven representados los tiempos de marcha y paro en cada una de las centrales mediante la adición de los nodos de estado. De este modo, la central se encuentra en primer lugar parada hasta que en el periodo  $t$  se dispone a ponerse en marcha, proceso que dura un periodo de tiempo, para posteriormente estar produciendo

periodo tras periodo hasta que se mande la orden de paro, la cual dura nuevamente un periodo y vuelve al estado inicial esperando la orden de puesta en marcha nuevamente.

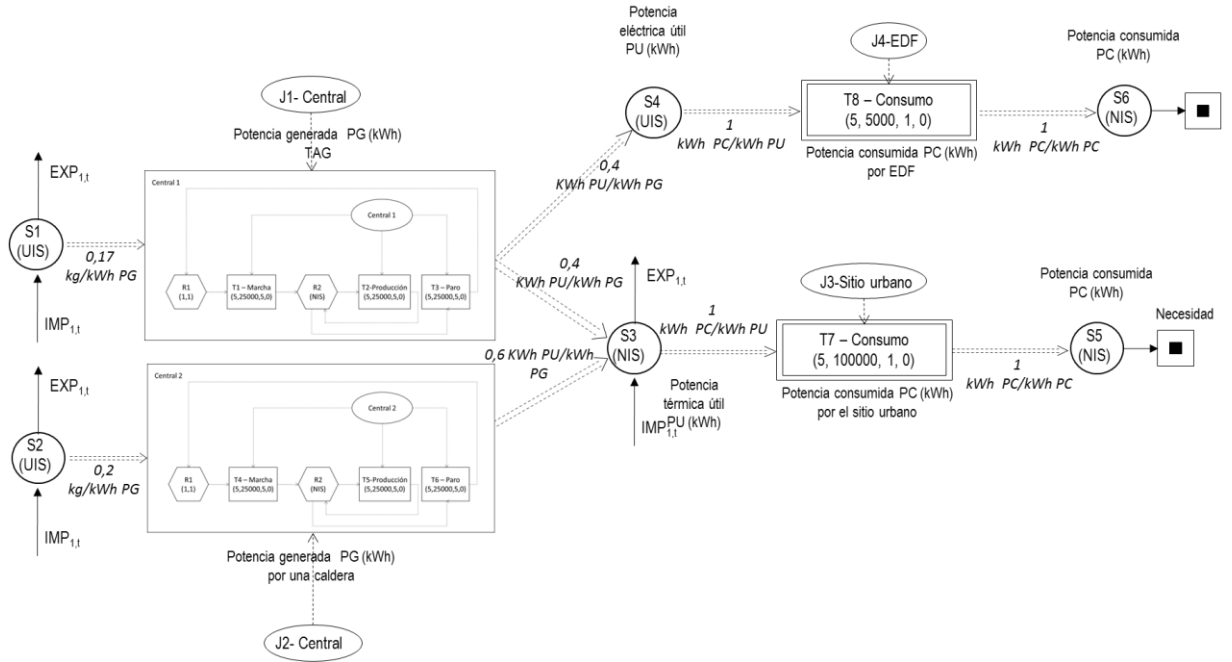


Figura 27 – Formalización ERTN del escenario 2

Para este segundo caso van a aparecer nuevas restricciones en el modelo lineal referidas a las nuevas condiciones tenidas en cuenta. En primer lugar van a ser añadidas dos ecuaciones referidas a la variación de la demanda de calor, es decir, a la fluctuación de la demanda, que en el modelo va a ser del 15%. Es por eso que las centrales, al planificar su producción, deberán tener en cuenta este efecto. Estas ecuaciones son las siguientes.

$$\sum_{i \in TAREA\ PROD} Pmax_i * W_{i,t} \geq (1 + DPuis) * PC_{2,t} \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (29)$$

$$\sum_{i \in TAREA\ PROD} Pmax_i * W_{i,t} \geq (1 - DPuis) * PC_{2,t} \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (30)$$

En segundo lugar, habrá que tener en cuenta también la marcha y el paro de las centrales, ya que puede darse la situación de que no convenga tener la central produciendo. Estas marchas y paros tienen asociados un coste, el cual el modelo tendrá que decidir si es más conveniente apagar y después volver a encender o mantenerla encendida.

$$R_{r,t} = R_{r,t-1} + \sum_{k \in K} AIO_{k,r} W_{k,t-p_k} - \sum_{k \in K} AII_{k,r} W_{k,t} \quad \forall r \in R^S, \forall t \in 1, \dots, T \quad (31)$$

$$0 \leq R_{r,t} \leq R_r^{max} \quad \forall r \in R^S, \forall t \in 1, \dots, T \quad (32)$$

En estas nuevas condiciones, las centrales van a ser consideradas como instalaciones multimodales que se pueden ver representadas más detalladamente en la Figura 28 con el formato ERTN. Se ven secuenciadas las tres etapas de funcionamiento de la central con los marcadores de decisión (variables booleanas).

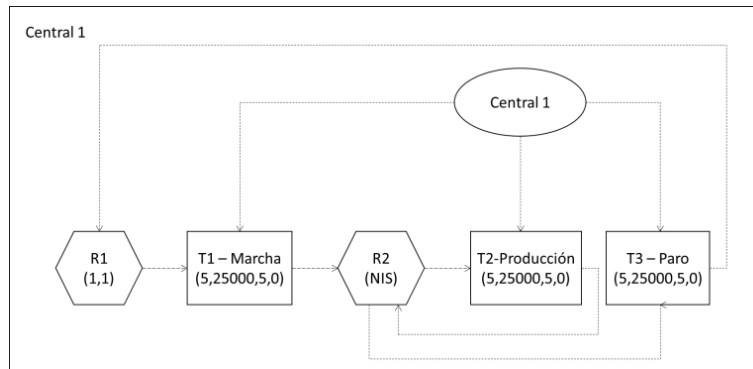


Figura 28 – Formalización ERTN de la marcha/ paro de las centrales

Para este modelo, habrá que añadir las matrices AIO y AII, que representan las relaciones entre los recursos y los nodos de estado de recurso. Representan los pesos de los arcos de transición entre los nodos de estado de recurso y los recursos representando diferentes fases de la central. Si hay un arco el valor es 1 y si no existe ningún arco el valor será 0. Por tanto, en la matriz AII están representados los arcos de transición que van de un nodo de estado a un recurso. En la matriz AIO están representados los arcos de transición que van de un recurso a un nodo de estado. Para la representación ERTN las matrices quedarán del siguiente modo (Figura 29).

AII	R1	R2
T1	1	0
T2	0	1
T3	0	1

AIO	R1	R2
T1	0	1
T2	0	1
T3	1	0

Figura 29 – Matrices AIO y AII



## 4.2.2. Modelo lineal

$$\min \text{ COSTE} \quad (33)$$

$$\text{COSTE} = \text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} + \text{COSTE}_{\text{IMP}} + \text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} - \text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} \quad (34)$$

$$\text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{NumPer}} h_s * S_{e,s} \quad (35)$$

$$\text{COSTE}_{\text{IMPORTACIÓN}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} \text{Cimp}_s * \text{IMPORT}_{s,t} \quad (36)$$

$$\text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} = \sum_{k \in \text{TAREA}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} \text{Cop}_k * W_{k,t} \quad (37)$$

$$\text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} = \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} B_{8,t} * PE_t \quad (38)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{\substack{t' = t - p_k + 1 \\ t > 0}}^t W_{k,t'} \leq 1 \quad \forall r, \forall t \quad (39)$$

$$W_{k,t} = 0 \quad \forall k, \forall t \quad (40)$$

$$B_{k,t} \geq Pmin_k * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (41)$$

$$B_{k,t} \leq Pmax_k * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (42)$$

$$S_{s,t} \leq C_s \quad \forall s, \forall t \quad (43)$$

$$S_{s0} = S0_s \quad \forall s \quad (44)$$

$$\begin{aligned} S_{s,t} = S_{s,t-1} &+ \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,t-pob} - \sum_{k \in I} RoI_{k,s} * B_{k,t} \\ &+ \sum_{k \in I} UO_{s,k,t-dd_{s,k}} - \sum_{k \in I} UI_{s,k,t} + \text{IMPORT}_{s,t} \\ &- \text{EXPORT}_{s,t} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \end{aligned} \quad (45)$$

$$\sum_{k \in TAREA\ PROD} Pmax_k * W_{k,t} \geq (1 + DPuis) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (46)$$

$$\sum_{k \in TAREA\ PROD} Pmax_k * W_{k,t} \geq (1 - DPuis) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (47)$$

$$Y_t \geq W(PTI_{k,t}) \quad \forall t, k \quad (48)$$

$$Y_t \leq \sum_k W(PTI_{k,t}) \quad \forall t \quad (49)$$

$$\begin{aligned} SF_s = S_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,NumPer-pob} - PC_{s,NumPer} \\ + \sum_{k \in I} UO_{s,k,NumPer} + IMPORT_{s,NumPer} \\ - EXPORT_{s,NumPer} \quad \forall s \in S \end{aligned} \quad (50)$$

$$UI_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t ui_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (51)$$

$$UO_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t uo_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (52)$$

$$IMPORT_{s,t} \leq IMPmax_s \quad \forall s, t \quad (53)$$

$$EXPORT_{s,t} \leq EXPmax_s \quad \forall s, t \quad (54)$$

$$R_{r,t} = R_{r,t-1} + \sum_{k \in TAREA} ALO_{k,r} * W_{k,t} - \sum_{k \in TAREA} ALI_{k,r} * W_{k,t} \quad \forall r, t \quad (55)$$

$$R_{r,0} = R0_r \quad \forall r \quad (56)$$

$$R_{r,t} \leq Rmax_r \quad \forall r, t \quad (57)$$

Las ecuaciones (33), (34), (35), (36), (37) y (38) hacen referencia a la función objetivo. Las ecuaciones (39) y (40) llevan a cabo la asignación de cada una de las centrales y su encendido o apagado. Las ecuaciones (41) y (42) hacen referencia a las producciones máximas y mínimas de las centrales en cada periodo. Las ecuaciones (43) y (44) indican el almacenamiento inicial así como el máximo para cada periodo mientras que la ecuación

(45) establece el balance de materia en los nodos. Las ecuaciones (46) y (47) representan la fluctuación de la demanda, mientras que las (48) y (49) detectan si una central está en funcionamiento en el periodo  $t$ . La ecuación (50) representa la cantidad de potencia generada al final del horizonte, mientras que la (51) y la (52) establecen el consumo y la producción de energía por parte de los recursos. Las ecuaciones (53) y (54) representan las importaciones y exportaciones en cada nodo  $y$ , para finalizar, las ecuaciones (55), (56) y (57) representan las restricciones de marcha y paro de las centrales.

### 4.2.3. Resultado con producción de electricidad

Tras implementar el modelo lineal referente a este nuevo escenario, se ha obtenido la solución óptima que se puede ver representada en el diagrama de Gantt de la Figura 30. En el mismo se puede ver, en referencia al primero de los recursos, la turbina de gas (R1), las acciones referidas a la marcha y al paro de la producción, representadas con los colores azul y celeste respectivamente, mientras que la producción en sí está representada en color verde oscuro. En el caso de la caldera, R2, nunca se llega a parar la producción por lo que se ve en rojo representada la marcha de la central y en violeta la producción de la caldera. El recurso R3 corresponde al consumo de calor, representado en azul y R4, representado en verde claro es el consumo de electricidad. Como bien se puede apreciar, en R3 y R4 no hay marcha ni paro al no tratarse de centrales.

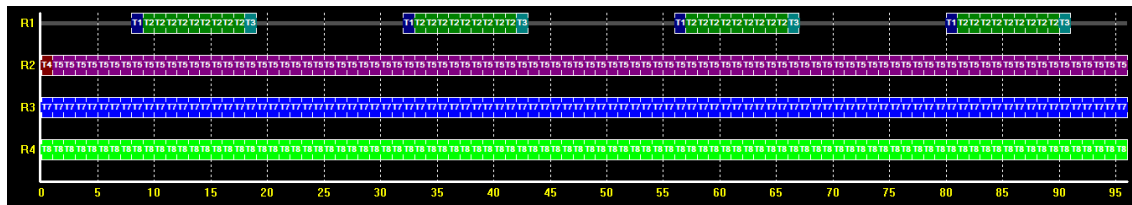


Figura 30 – Diagrama de Gantt correspondiente al escenario 2

En dicho diagrama se pueden apreciar diferentes cuestiones en relación a la solución obtenida para la optimización del modelo lineal. En primer lugar se puede ver que las fases de marcha y paro están bien representadas. Además se ve que sin que esto modifique los costes de producción en las centrales, el sistema va a elegir en este caso no parar y volver a encender la caldera como anteriormente ya que cuesta más caro que dejarla encendida, debido al coste asociado a la marcha/paro. Por tanto va a preferir encenderla y dejarla produciendo durante el máximo tiempo posible. A continuación, están plasmados los diferentes costes asociados a la producción de este escenario, apreciándose que el coste total es de 42031 euros.

$$\text{COSTE\_TOTAL} = 42031$$

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0

COSTE\_IMPORTACION = 32031

COSTE\_OPERATIVO = 11800

GANANC\_ELECT = -1800

Comparando el diagrama de Gantt con la gráfica de las potencias (Figura 31) suministradas por los diferentes recursos, se ve que los datos concuerdan, lo que demuestra que la programación es fiable en sus resultados. En dicho diagrama se puede diferenciar en color azul la producción referida a la turbina de gas, en color rojo la de la caldera, en color verde el consumo de calor y en morado el consumo de electricidad.

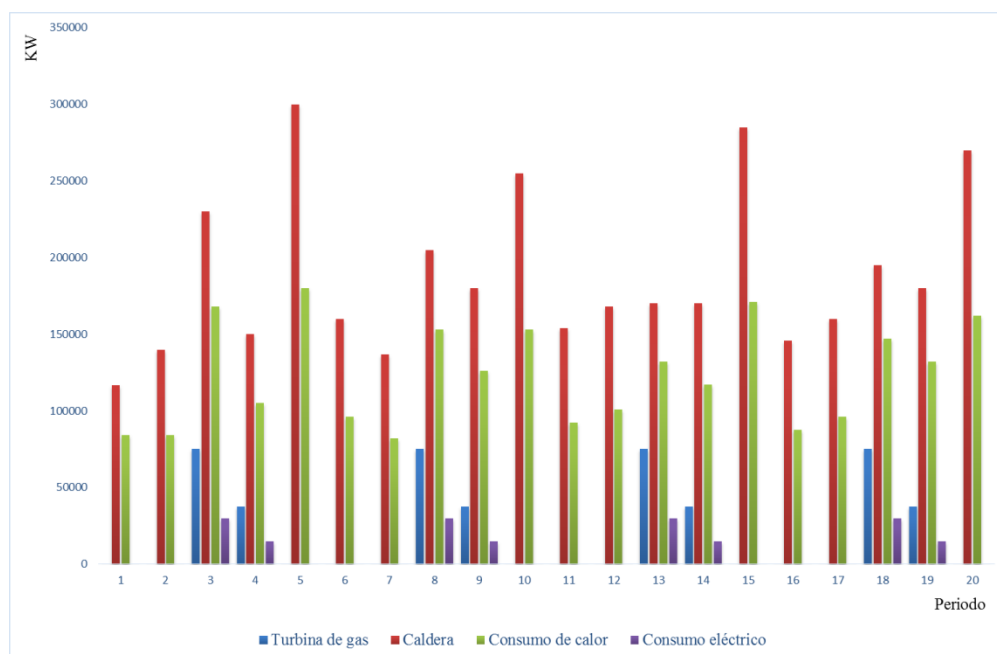


Figura 31 – Potencia desarrollada para cada una de los recursos.

#### 4.2.4. Resultado sin producción de electricidad.

Para el caso sin electricidad se encuentran diferencias con respecto al caso visto anteriormente. En la Figura 32 se puede visualizar el diagrama de Gantt correspondiente al mismo. En el mismo se puede diferenciar en R2 la producción de la caldera en color morado con el periodo asociado a la marcha de la central y en color azul R3 que corresponde con el consumo de calor. En R1, recurso asociado a la producción de la turbina de gas y en R4, asociado al consumo de electricidad, no existe producción ni consumo en ellos. Se comprueba a simple vista que el modelo elige producir la energía siempre en la

caldera. Esto es comprensible, ya que al tener un menor coste operativo siempre va a ser más rentable elegir esta opción. Además, teniendo en cuenta el coste asociado a la marcha y al paro de las centrales el modelo va a preferir mantenerla siempre encendida.

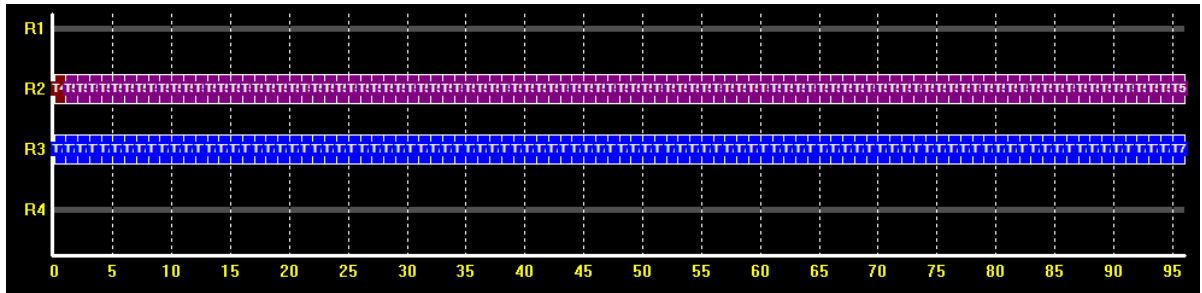


Figura 32 – Diagrama de Gantt para el Escenario 2 sin producción de electricidad.

A continuación se encuentran los diferentes costes asociados a la función objetivo así como el coste total. Se puede apreciar que al no haber producido electricidad la ganancia por su reventa es nula.

COSTE\_TOTAL = 88401;

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;

COSTE\_IMPORTACIÓN = 78801;

COSTE\_OPERATIVO = 9600;

GANANC\_ELECT = 0;

En la Figura 33 se puede ver la potencia desarrollada sobre cada uno de los recursos, teniéndose en rojo la producción de la caldera y en verde el consumo de calor.

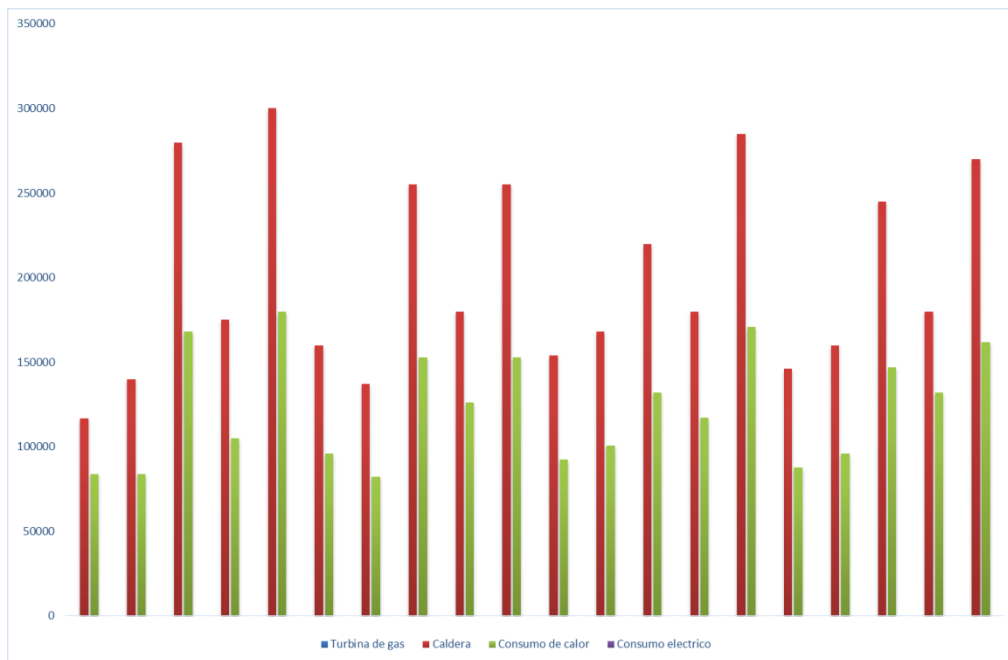


Figura 33 – Potencia desarrollada por cada uno de los recursos.

#### 4.2.5. Comentarios.

En este segundo escenario se vuelven a comprobar los beneficios de llevar a cabo la cogeneración. Se ha vuelto a reiterar la minimización que conlleva en los gastos asociados a la generación de energía para el abastecimiento de una población. En este segundo escenario se reitera el rechazo hacia la turbina de gas en la búsqueda de la optimización a no ser que sea imprescindible su uso como en la producción de electricidad o en los picos de demanda. Este rechazo es debido a su mayor coste operativo, lo que en este caso, la optimización produce la anulación de su uso. A continuación en la Tabla 3 se muestra una comparativa de los costes así como de los ingresos por la reventa de la electricidad.

Tabla 3 - Comparación de resultados en el escenario 2

<b>Coste</b>	<b>Con producción de electricidad</b>	<b>Sin producción de electricidad</b>
<b>Coste total</b>	42031	88401
<b>Coste importación</b>	32031	78801
<b>Coste almacenamiento</b>	0	0
<b>Coste operativo</b>	11800	9600
<b>Ganancia eléctrica</b>	-1800	0

### **4.3. Escenario 3: Toma en cuenta del precio de reventa de la electricidad para la optimización del modelo.**

En este tercer caso el segundo modelo va a ser completado con algunas hipótesis que acercan al supuesto a un caso aún más realista.

#### **4.3.1. Presentación del escenario y formalización ERTN.**

En este tercer modelo, y siempre con el objetivo de obtener un modelo cada vez más cercano a la realidad, se va a diseñar un nuevo tipo de sistema el cual sea capaz de producir tanto vapor a presión alta, a presión media así como electricidad.

El sistema se compone de una caldera que calienta un circuito de agua, produciendo como consecuencia vapor a presión alta, la cual es enviada a un circuito. Posteriormente llega a una válvula de expansión donde se produce vapor a presión media o a una turbina de vapor donde, a partir de este vapor a presión alta, va a producir tanto vapor a presión media como electricidad. Finalmente, el agua será reenviada al inicio para volver a ser calentada por la caldera.

En este sistema se tienen por consiguiente tanto flujos de materia conservativas (como es el agua) como flujos de materias no conservativas (como se trata de la potencia que sale del sistema). La caldera tiene como entrada una fuente de energía como puede ser el petróleo o el gas natural además del agua, y como salida tiene vapor a presiones media y alta así como la producción de electricidad. En este nuevo escenario, la electricidad no tiene que ser obligatoriamente producida, es el propio sistema el que va a juzgar por él mismo si el coste de reventa es suficientemente interesante como para hacer funcionar la turbina (o lo que es lo mismo, que el coste de reventa sea superior al coste de funcionamiento de la turbina).

Por consiguiente, el objetivo en este escenario es el de satisfacer la demanda de vapor a presiones media y alta y analizar en función del precio de la electricidad cómo reacciona el sistema. En la Figura 35 se encuentra la formalización ERTN correspondiente a este tercer escenario y en la Figura 34 la figura descriptiva de los equipos.





### 4.3.2. Modelo lineal

$$\min \text{ COSTE} \quad (58)$$

$$\text{COSTE} = \text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} + \text{COSTE}_{\text{IMP}} + \text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} - \text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} \quad (59)$$

$$\text{COSTE}_{\text{ALMACENAMIENTO}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{NumPer}} h_s * S_{e,s} \quad (60)$$

$$\text{COSTE}_{\text{IMPORTACIÓN}} = \sum_{s \in \text{ESTADO}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} C_{\text{imp}_s} * \text{IMPORT}_{s,t} \quad (61)$$

$$\text{COSTE}_{\text{OPERATIVO}} = \sum_{k \in \text{TAREA}} \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} C_{\text{op}_k} * W_{k,t} \quad (62)$$

$$\text{GANANCIA}_{\text{ELECTRICA}} = \sum_{t \in \text{HORIZONTE}} B_{8,t} * PE_t \quad (63)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{\substack{t'=t-p_k+1 \\ t>0}}^t W_{k,t'} \leq 1 \quad \forall r, \forall t \quad (64)$$

$$W_{k,t} = 0 \quad \forall k, \forall t \quad (65)$$

$$B_{k,t} \geq P_{\text{min}_k} * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (66)$$

$$B_{k,t} \leq P_{\text{max}_k} * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (67)$$

$$S_{s,t} \leq C_s \quad \forall s, \forall t \quad (68)$$

$$S_{s0} = S_{0_s} \quad \forall s \quad (69)$$

$$S_{s,t} = S_{s,t-1} + \sum_{k \in I} RO_{k,s} * B_{k,t-p_{ob}} - \sum_{k \in I} RO_{k,s} * B_{k,t} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,t-d_{d_s,k}} - \sum_{k \in I} UI_{s,k,t} + \text{IMPORT}_{s,t} - \text{EXPORT}_{s,t} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (70)$$

$$\sum_{k \in \text{TAREA PROD}} P_{\text{max}_k} * W_{k,t} \geq (1 + DP_{\text{uis}}) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in \text{HORIZONTE} \quad (71)$$

$$\sum_{k \in \text{TAREA PROD}} P_{\text{max}_k} * W_{k,t} \geq (1 - DP_{\text{uis}}) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in \text{HORIZONTE} \quad (72)$$

$$Y_t \geq W(PTI_{k,t}) \quad \forall t, k \quad (73)$$

$$Y_t \leq \sum_k W(PTI_{k,t}) \quad \forall t \quad (74)$$

$$SF_s = S_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,NumPer-pob} - PC_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,NumPer} + IMPORT_{s,NumPer} - EXPORT_{s,NumPer} \quad \forall s \in S \quad (75)$$

$$UI_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t ui_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (76)$$

$$UO_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t uo_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (77)$$

$$IMPORT_{s,t} \leq IMPmax_s \quad \forall s, t \quad (78)$$

$$EXPORT_{s,t} \leq EXPmax_s \quad \forall s, t \quad (79)$$

$$R_{r,t} = R_{r,t-1} + \sum_{k \in TAREA} ALO_{k,r} * W_{k,t} - \sum_{k \in TAREA} ALI_{k,r} * W_{k,t} \quad \forall r, t \quad (80)$$

$$R_{r,0} = R0_r \quad \forall r \quad (81)$$

$$R_{r,t} \leq Rmax_r \quad \forall r, t \quad (82)$$

Las ecuaciones (58), (59), (60), (61), (62) y (63) hacen referencia a la función objetivo. Las ecuaciones (64) y (65) llevan a cabo la asignación de cada una de las centrales y su encendido o apagado. Las ecuaciones (66) y (67) hacen referencia a las producciones máximas y mínimas de las centrales en cada periodo. Las ecuaciones (68) y (69) indican el almacenamiento inicial así como el máximo para cada periodo mientras que la ecuación (70) establece el balance de materia en los nodos. Las ecuaciones (71) y (72) representan la fluctuación de la demanda, mientras que las (73) y (74) detectan si una central está en funcionamiento en el periodo  $t$ . La ecuación (75) representa la cantidad de potencia generada al final del horizonte, mientras que la (76) y la (77) establecen el consumo y la producción de energía por parte de los recursos. Las ecuaciones (78) y (79) representan las importaciones y exportaciones en cada nodo y, para finalizar, las ecuaciones (80), (81) y (82) representan las restricciones de marcha y paro de las centrales.

### 4.3.3. Resultados con producción de electricidad.

Tras implementar el correspondiente modelo lineal para así obtener una solución óptima se obtiene una solución sobre la cual se pueden comentar varias cosas.

En primer lugar, comparando la demanda deseada con la potencia entregada por los diferentes recursos, se puede comprobar directamente que el sistema modelado responde correctamente a las diferentes restricciones. Existe una demanda para presiones media y alta que, tal y como se puede comprobar en las Figuras 36 y 42 es bien respondida en vista a los resultados de salida en la gráfica de potencias. Observando más detenidamente, según las producciones simultáneas de la turbina y de la válvula de expansión, la producción total no sobrepasa la producción de la caldera. Esto demuestra que el sistema es efectivamente conservativo en el balance de agua.

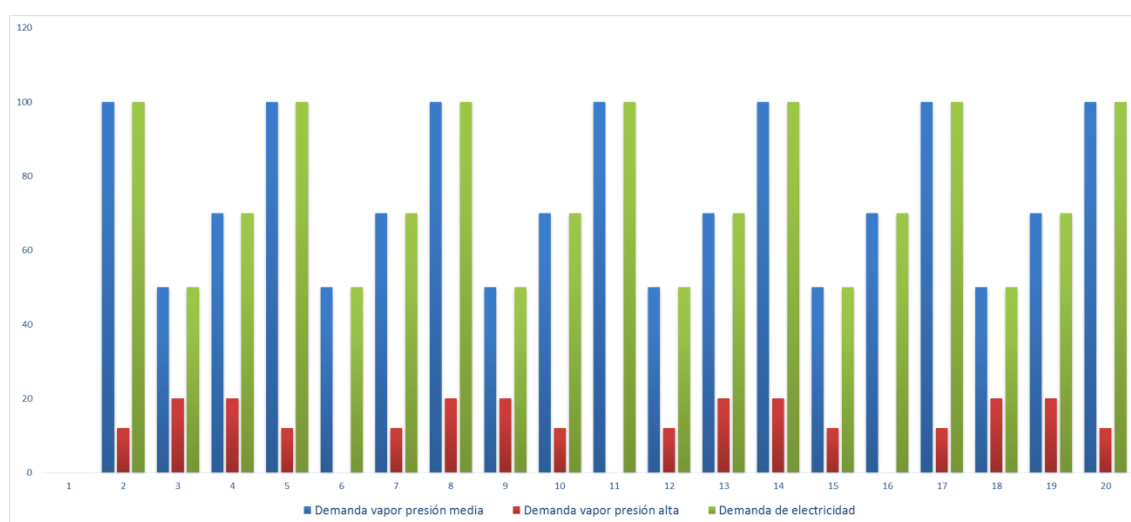


Figura 36 – Perfil de demanda para el escenario 3.

Tras haber comprobado que el sistema responde correctamente a las diferentes restricciones, hay que tomar cuenta del impacto del precio de la electricidad en el funcionamiento de la central. Es precisamente este precio el que hace que no sea siempre interesante hacer funcionar la turbina de vapor ya que puede ocurrir que el precio de reventa de la electricidad sea menor que el coste operativo de la turbina, por lo que el sistema sería deficitario.

Para determinar el impacto de la electricidad en el sistema, en primer lugar se ha fijado su precio. El precio relativo de la electricidad depende de la hora a la que es producida, por lo que existe una variación en el precio en función del período en que se produzca, como puede verse en la Tabla 4, siendo P el precio. Para ver el impacto del precio de la electricidad en el sistema han sido formuladas tres hipótesis diferentes correspondientes a tres precios diferentes: 0,1 €/KWh; 0,25 €/KWh; 0,5 €/KWh. Este precio será tal y como fue comentado anteriormente variable en función del periodo en que se encuentre.

Tabla 4 - Precio relativo de la electricidad en función del periodo

Periodo	1	2	3	4	5
Precio relativo	0.6*P	0.9*P	1*P	1*P	0.9*P

I. HIPÓTESIS 1: PE=0,1 €/KWh

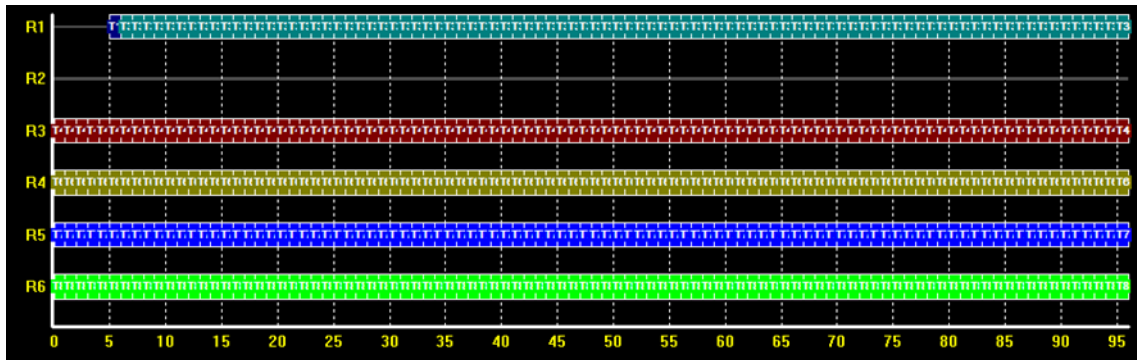


Figura 37 – Diagrama de Gantt cuando PE=0,1€/KWh

COSTE = 1192.8;

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;

COSTE\_IMPORTACIÓN = 282.77;

COSTE\_OPERATORIO = 910;

GANANC\_ELEC = 0;

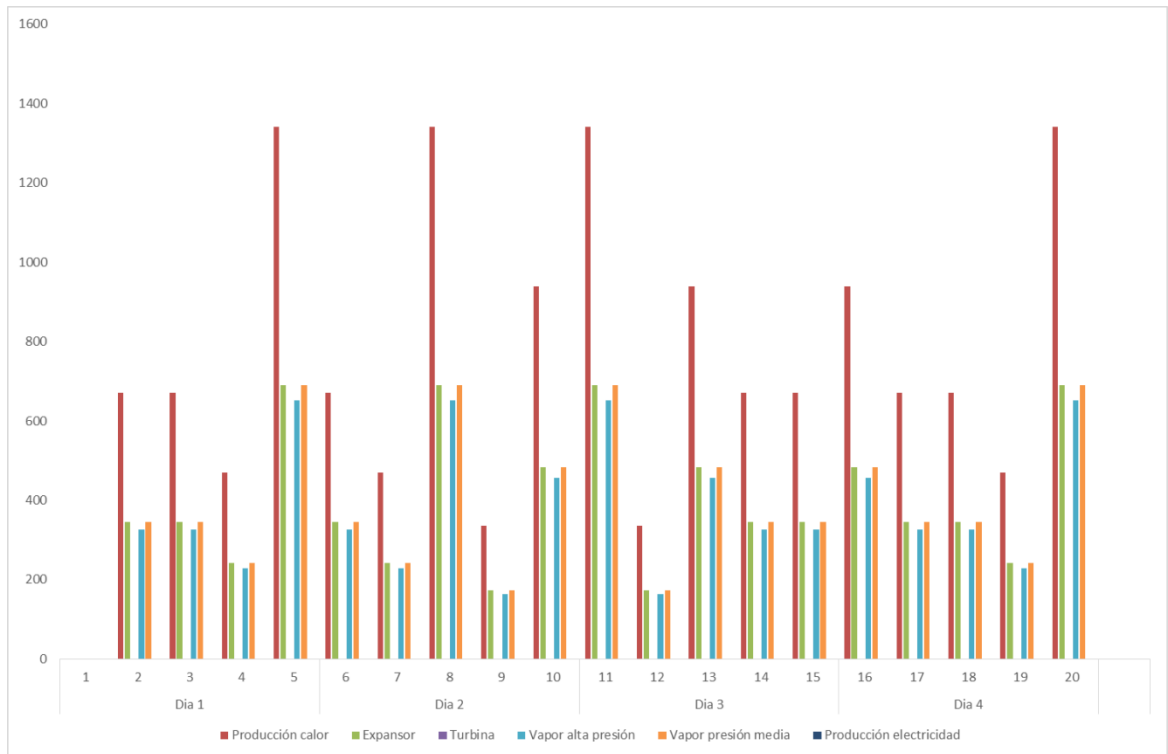


Figura 38 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,1

## II. HIPÓTESIS 2: PE=0,25 €/KWh

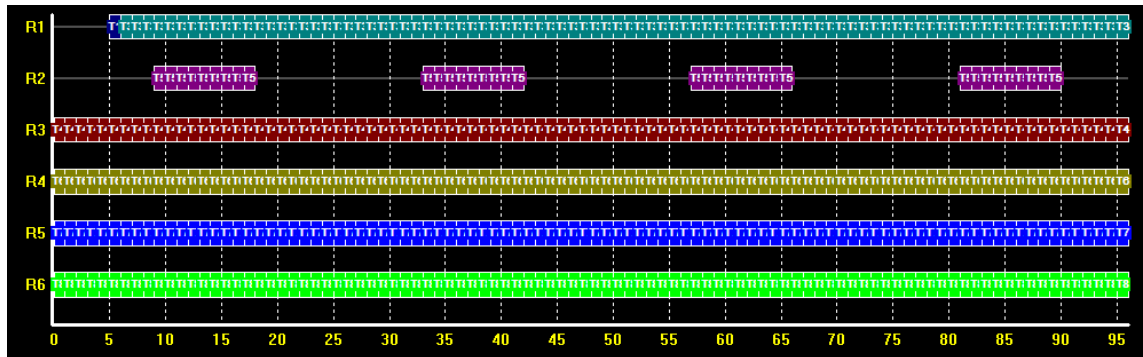


Figura 39 – Diagrama de Gantt cuando PE=0,25€/KWh

COSTE = 1123.1;

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;

COSTE\_IMPORTACIÓN = 214.92;

COSTE\_OPERATORIO = 1090;

GANANC\_ELECT = 181.82;

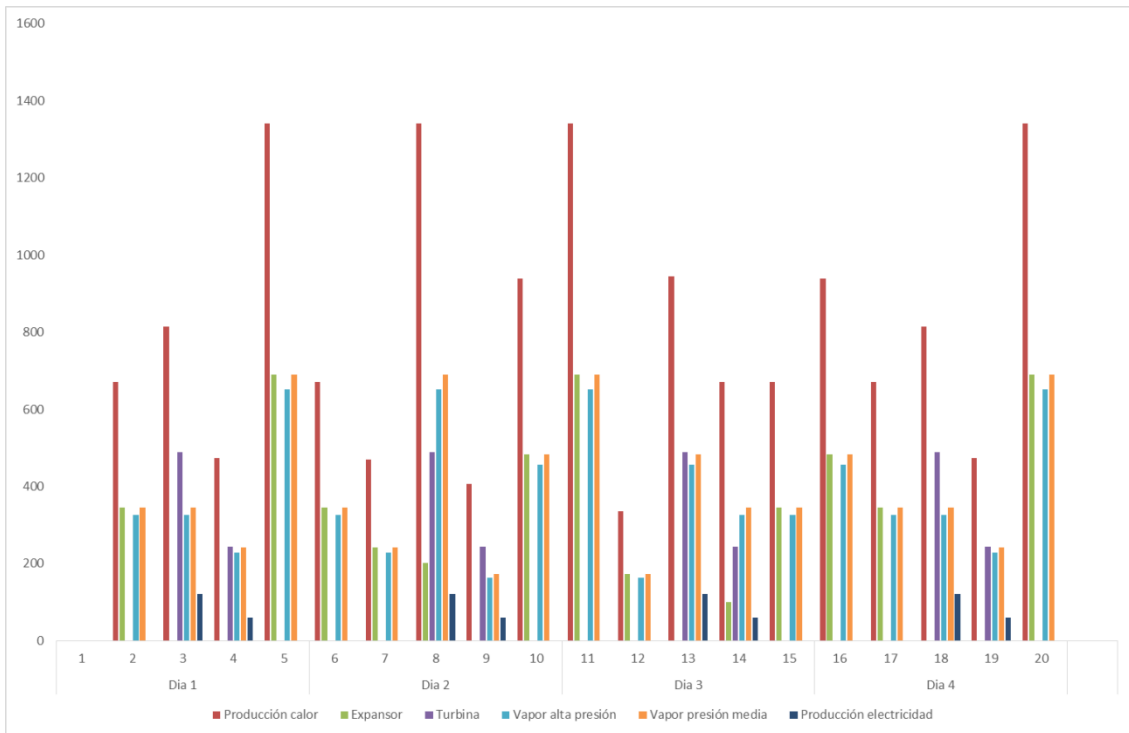


Figura 40 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,25

### III. HIPÓTESIS 3: PE=0,5 €/KWh

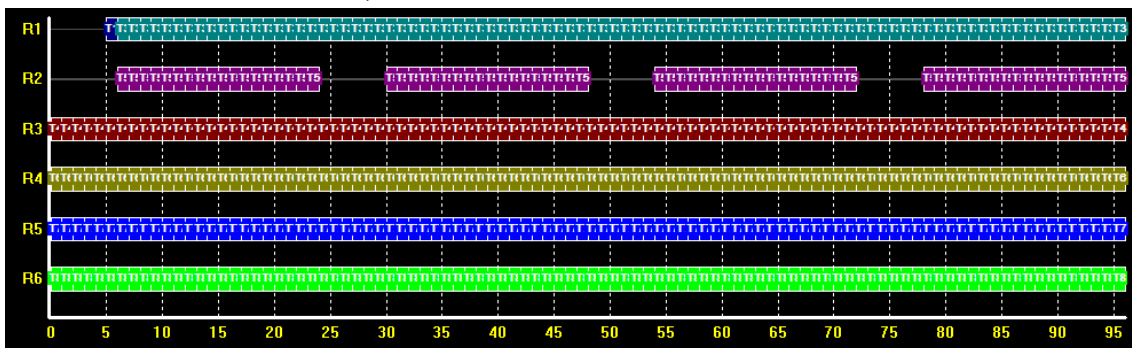


Figura 41 – Diagrama de Gantt cuando PE=0,5€/KWh

COSTE = 881.72;

COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;

COSTE\_IMPORTACIÓN = 171.72;

COSTE\_OPERATORIO = 1270;

GANANC\_ELECT = 560;



Figura 42 – Producción de los diferentes recursos para PE=0,5

Tras haber implementado el modelo lineal para los tres casos diferentes, se obtienen los diagramas de Gantt para cada uno de los casos (Figura 37 para PE=0,1€/KWh, Figura 39 para PE=0,25€/KWh y Figura 41 para PE=0,5€/KWh). Para las tres figuras los recursos están ilustrados en el mismo orden y con el mismo color. En R1 (color celeste) se encuentra representada la producción de la caldera. En R2 (color violeta) se encuentra representada la producción de la válvula de expansión. En R4 (color rojo) está la producción de la turbina de gas, correspondiendo para R4, R5 y R6 (colores verde, azul y verde claro, respectivamente) los consumos de vapor a presiones alta y media y el consumo de electricidad, respectivamente.

Se puede comprobar para los tres casos que la producción de los diferentes recursos se parece a la demanda, por lo que el sistema da una buena respuesta al modelo planteado. Esto puede ser comprobado en las Figuras 38, 40 y 42 respectivamente, siendo posible visualizar las diferentes producciones de electricidad en cada caso.

Para la primera hipótesis, en la que el precio es muy bajo, el programa decide no activar la turbina de vapor ya que no sale rentable, como se puede visualizar en la Figura 37. Para la segunda hipótesis el precio es interesante únicamente en los periodos en que el precio de la electricidad se encuentra al máximo de su precio relativo, por lo que el sistema produce únicamente en estos periodos como se puede comprobar en la Figura 39, correspondiente al diagrama de Gantt de este caso. Finalmente en la tercera hipótesis se tiene un precio elevado, por lo que el funcionamiento de la central siempre va a ser interesante en términos

de coste y en consecuencia, tal y como se puede ver en la Figura 41 la producción en este caso es continua. Se puede resumir sobre este escenario, que en función del precio que se fije, se obtendrá una respuesta diferente del sistema en su planificación.

#### 4.3.4. Resultados sin producción de electricidad.

Tras haber estudiado el escenario 3 para el caso en que se produce electricidad, analizando dicho apartado para los diferentes precios de reventa, se procede a mostrar los resultados para el caso en que no se produce electricidad. El resultado obtenido se puede analizar en la Figura 43 con el correspondiente diagrama de Gantt asociado al escenario, en el que se puede ver representado en celeste (R1) la producción de la caldera, en rojo (R3) la producción del expansor, en amarillo (R4) el consumo de vapor a presión alta y en azul (R5) el consumo de vapor a presión media.

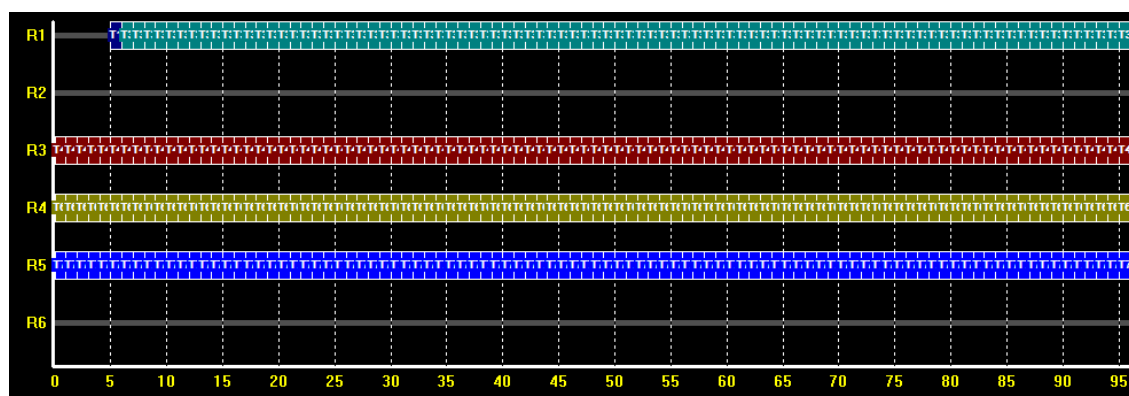


Figura 43 – Diagrama de Gantt para el escenario 3 sin producción de electricidad.

Los costes asociados a dicho escenario son:

$COSTE\_TOTAL = 1083.95;$   
 $COSTE\_ALMACENAMIENTO = 0;$   
 $COSTE\_IMPORTACIÓN = 173.95;$   
 $COSTE\_OPERATIVO = 910;$   
 $GANANCIA\_ELECTRICA = 0;$

#### 4.3.5. Comentarios.

En este escenario una vez más queda patente el desperdicio de recursos así como el coste de oportunidad que supone no llevar a cabo cogeneración, resultando este método una opción claramente favorable. Sin embargo, puede darse el caso de que, dependiendo del momento de la reventa de la electricidad, debido a la volatilidad de su precio puede que llegue a no convenir la producción de la misma ya que sea más costoso producirla que los ingresos que se obtienen.



Es por ello que este escenario resulta de gran utilidad para hacerse una idea de la importancia del precio de la electricidad ya que puede darse el caso en que no interese producir la misma. A continuación, en la Tabla 5 se muestra una comparación de los costes en los dos casos expuestos, tomando como resultado del apartado en que se produce electricidad aquel más favorable para la producción de la misma, es decir, el caso III en el que el precio de reventa es de 0.1€/KWh.

Tabla 5 - Tabla comparativa de los resultados del escenario 3.

<b>COSTE</b>	<b>Con prod. de electricidad</b>	<b>Sin prod. de electricidad</b>
<b>COSTE_TOTAL</b>	881.72	1083.95
<b>COSTE_ALMACENAMIENTO</b>	0	0
<b>COSTE_IMPORTACIÓN</b>	171.72	173.95
<b>COSTE_OPERATIVO</b>	1270	910
<b>GANANC_ELECTRICA</b>	560	0

# 5. ESCENARIO FINAL

---

## 5.1. Descripción

Este escenario corresponde a la parte final del proyecto. Hasta este momento ha sido analizado el problema en la primera parte, posteriormente ha sido construido el modelo de optimización en la segunda parte para en la tercera haber sido comprobado y completado progresivamente mediante el análisis de diferentes escenarios. El objetivo de todo esto ha sido el poder llegar a construir un modelo lo suficientemente completo como para llegar a modelizar un sistema industrial complejo.

Volviendo a la causa de este estudio, hoy en día existen diferentes sistemas de calefacción urbana e industriales que permiten llevar a cabo la cogeneración. Estos sistemas producen electricidad, la cual es vendida por medio de los contratos spot. Hoy en día en ciudades de mediano y gran tamaño se encuentran muy a menudo redes urbanas y sitios industriales. Estas industrias producen ellos mismo también calor, por lo que pueden producirse intercambios entre los lugares urbanos e industriales. Se tiene por tanto una sinergia entre la red urbana de calor y el sitio industrial.

A continuación, para este escenario final se expone un problema complejo actual que se puede encontrar en cualquier ciudad. El escenario que se desarrolla es el siguiente: una fábrica de producción necesita vapor a presión media y a presión alta. Esta fábrica posee dos equipamientos de calefacción para crear el vapor (con gas natural y con petróleo) unidos a un sistema de cogeneración eléctrica. Por otro lado, existe una población que utiliza una turbina de gas que produce calor y electricidad para calentar su red de agua urbana. La población está equipada con dos intercambiadores alimentados con vapor a presión media la cual es comprada a la industria mencionada anteriormente.

En consecuencia en este sistema hay que responder a una demanda de vapor de presión alta, de vapor en presión media y de calor para la red urbana. El sistema tiene igualmente que tener en cuenta la producción para los intercambiadores en el caso en que la red urbana decidiera poner en funcionamiento sus intercambiadores. Finalmente el precio de la electricidad es tomado en cuenta como variable de decisión para poner en funcionamiento las turbinas de vapor o no. Resumiendo, van a ser tenidas en cuenta diferentes variables de coste y de producción para determinar el plan de funcionamiento de los recursos. En la Figura 44 está representada la formalización ERTN asociada a este escenario y en la Figura 45 la figura descriptiva de los equipos de este escenario final.

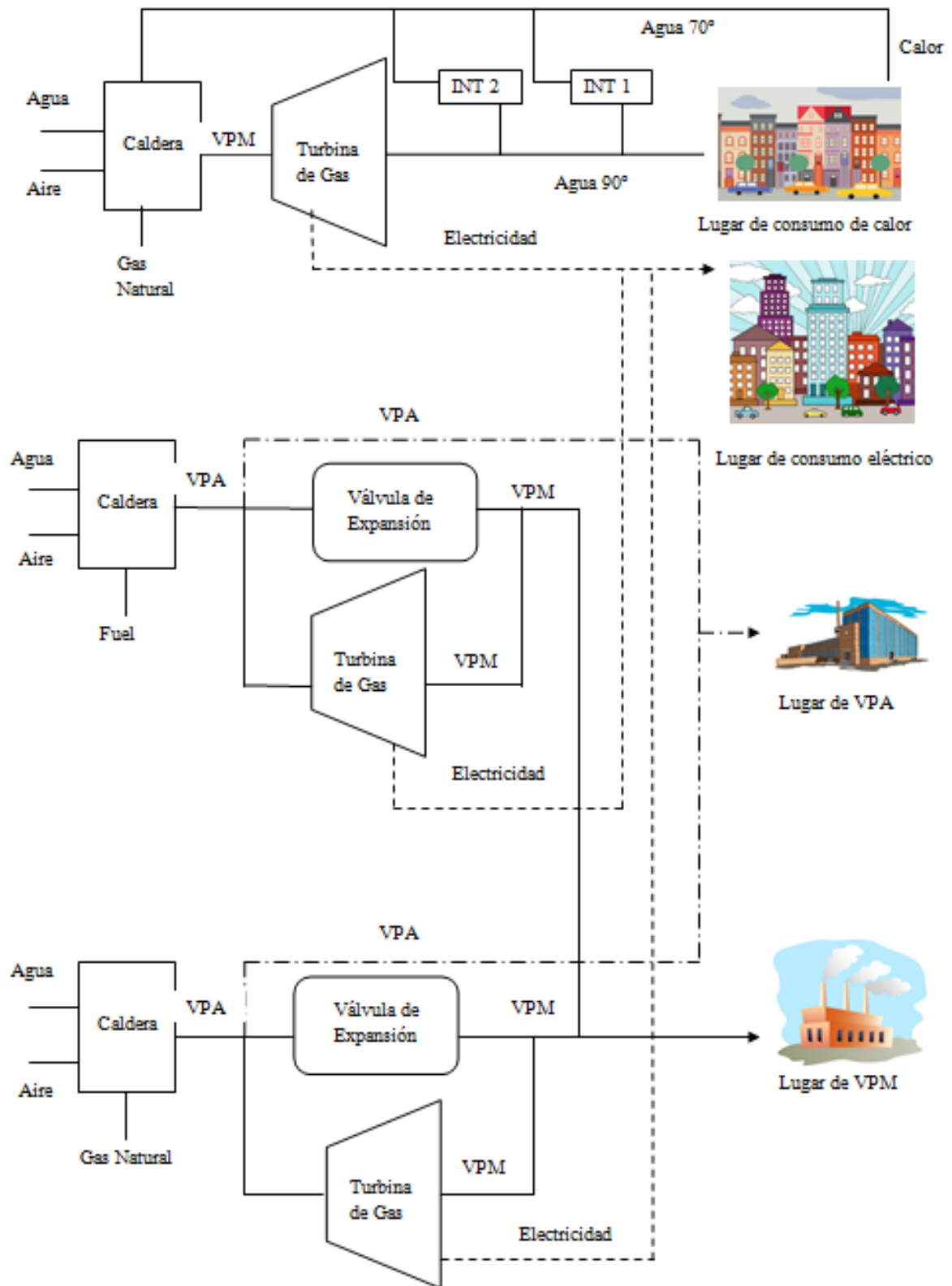


Figura 44 – Figura descriptiva de los equipos en el escenario final

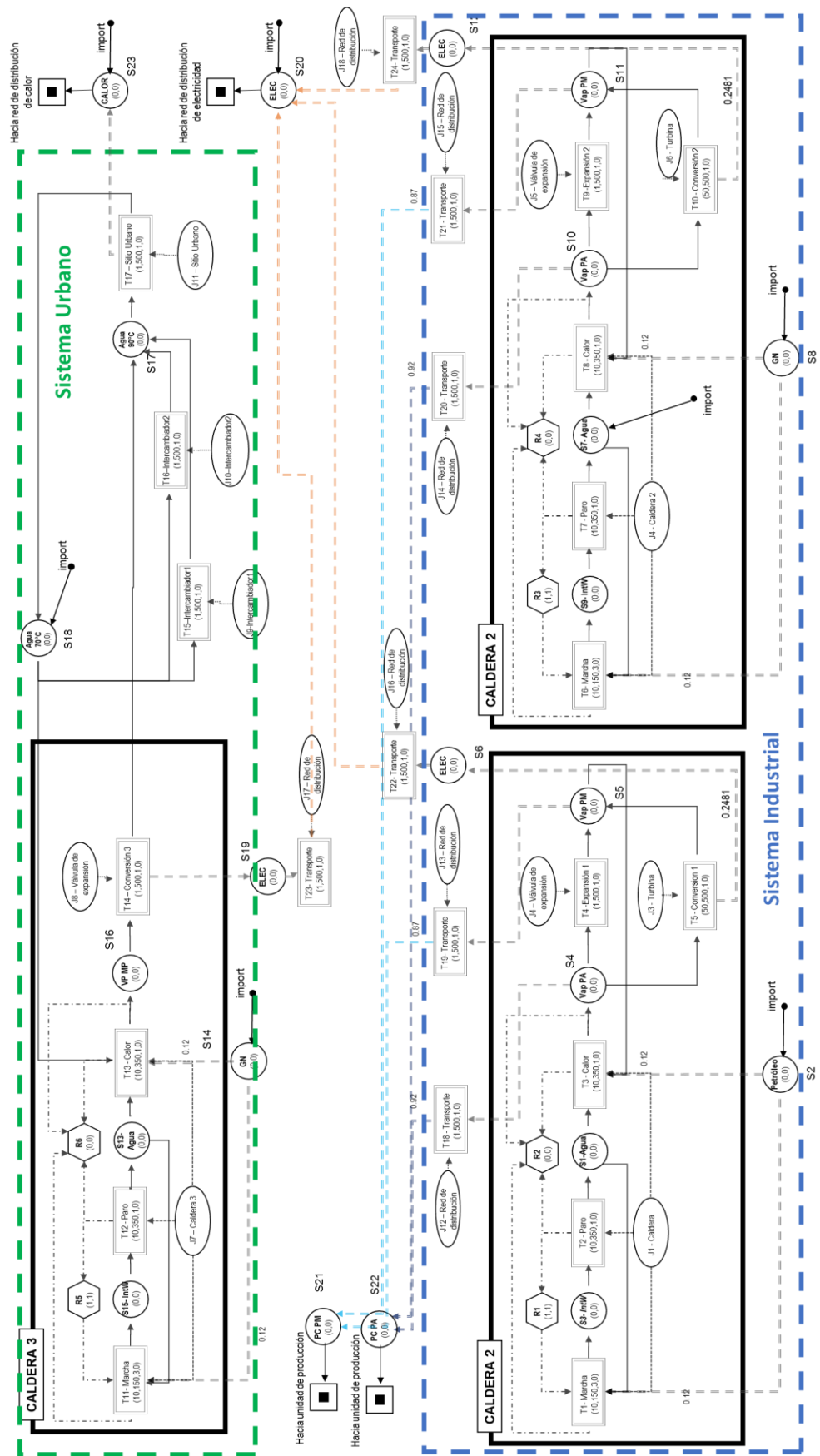


Figura 45 – Formalización ERTN para el escenario final

Con el fin de simular el escenario, este se va a basar en un conjunto de datos realistas con el fin de obtener unos resultados que permitan identificar las restricciones del escenario y el coste de un sistema como el aquí descrito.

Para comenzar la simulación, se ha estimado en primer lugar la demanda de calor para la red urbana y en vapor a presión media y presión alta para la industria.

La demanda se define en 4 días con 5 ciclos diferenciados cada uno de ellos y sobre cada ciclo se define una potencia de consumo relativa:

- 00h00-06h00: Consumo relativo del 50%
- 06h00-09h00: Consumo relativo del 100%
- 09h00-15h00: Consumo relativo del 80%
- 15h00-18h00: Consumo relativo del 80%
- 18h00-24h00: Consumo relativo del 100%

Para la red de calor urbana, al situarse en el caso de estar hablando de un barrio medio de unos 500 habitantes, se va a obtener una red de agua caliente que debe llegar a las habitaciones de las casas en forma de vapor a baja presión. Para responder a esta demanda se necesita una potencia máxima de 420KWh.

En lo concerniente a la demanda de vapor a presión alta y presión media, se traduce por una potencia energética de vapor a presión a alta presión y a media presión para la industria que tendrá unas necesidades como máximo de 300KWh de la de presión alta y 220KWh de la de presión media. La fábrica no funciona más que por el día por lo que habrá consumo entre las 06h00 y medianoche. Este consumo será progresivo, por lo que existirá un consumo que será del 60% entre las 06h00 y las 09h00, posteriormente del 100% entre las 09h00 y las 18h00 y finalmente del 60% entre las 18h00 y medianoche tal y como se puede visualizar en la Figura 46. En la misma se puede ver en color rojo la demanda de vapor a presión alta, en color azul la demanda de vapor a presión media y en color verde la demanda de calor de la red urbana.

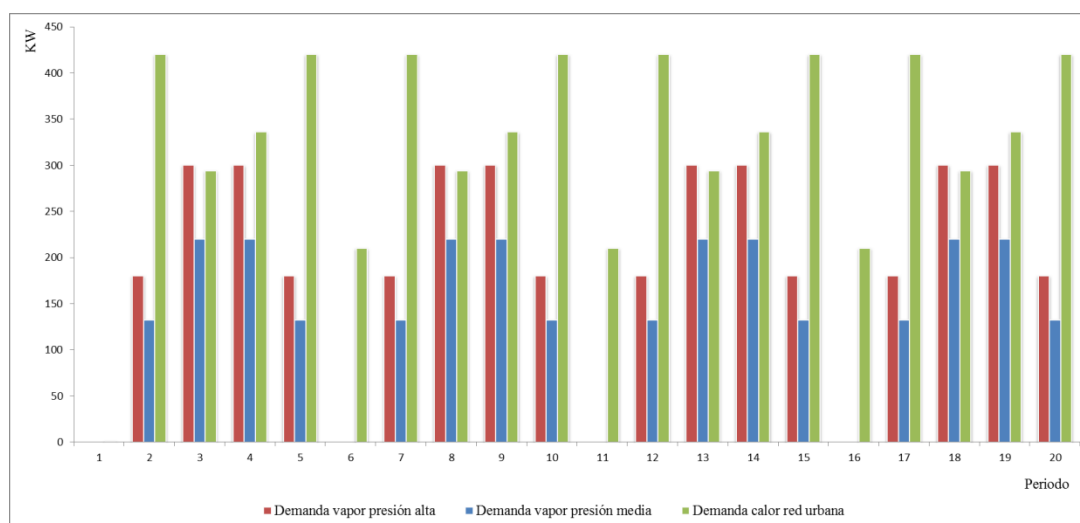


Figura 46 – Perfil de demanda para el escenario final

Para responder a esta demanda las centrales se alimentan de petróleo y de gas natural. El coste de estas materias primas tiene un impacto en la simulación, por lo que hay que tener en cuenta los precios de estas materias primas, presentados en la Figura 47.

	Petróleo	Gas natural
Precio medio (€/KWh)	0,0859	0,1047

Figura 47 – Coste de las materias primas

En cuanto a las características de los equipamientos, el sistema industrial funciona con dos tipos de caldera (la primera funciona con petróleo y la segunda con gas natural) acopladas a una turbina de vapor. En todo lo concerniente a la red urbana, es una turbina de gas la que permite alimentar a la red urbana. En la Tabla 6 se encuentran representadas las características de cada uno de los equipamientos.

Tabla 6 - Características de los equipamientos

	Caldera con petróleo	Caldera con gas natural	Turbina de gas	Turbina de vapor
<b>Potencia mínima de funcionamiento</b>	0,5KWh	0,5 KWh	5 KWh	50 KWh
<b>Potencia máxima de funcionamiento</b>	300 KWh	300 KWh	400 KWh	100 KWh
<b>Balance de entrada</b>	0,12 Ton. Petróleo/ KWh	0,15 Ton Gas Natural/ KWh	0,18 Ton Gas Natural/ KWh	
<b>Balance térmico de salida</b>	0,92 KWh PU/ KWh PG	0,94 KWh PU/ KWh PG	0,90 KWh PU/ KWh PG	0,97 KWh PU/ KWh PG
<b>Balance eléctrico de salida</b>			0,25 KWh PU/ KWh PG eléctrico	0,25 KWh PU/ KWh PG eléctrico

Cada equipamiento del sistema modelado posee un coste operativo propio. Este coste toma en cuenta los salarios de los técnicos, el coste de mantenimiento y el coste de almacenamiento de la materia prima en los tanques de almacenamiento. Estos son datos de fabricantes y han sido ponderados en función del tamaño de la instalación (Tabla 7).

Tabla 7 - Coste operativo de los equipamientos

	Caldera con petróleo	Caldera con gas natural	Turbina de gas	Turbina de vapor
--	----------------------	-------------------------	----------------	------------------

<b>Coste</b>	13,8 €/h	13,7 €/h	3,6 €/h	14,8 €/h
--------------	----------	----------	---------	----------

Al igual que en el párrafo anterior, el precio de la electricidad varía en función del periodo de producción. El precio de la electricidad vendida ha sido fijado al precio medio al que la compran en Francia los proveedores de electricidad, a 0,189 €/KWh. Este precio varía en función del periodo de producción (Tabla 8).

Tabla 8 - Variación en el precio de reventa de la electricidad.

<b>Ciclo</b>	<b>00h00-06h00</b>	<b>06h00-09h00</b>	<b>09h00-15h00</b>	<b>15h00-18h00</b>	<b>18h00-00h00</b>
<b>Precio relativo</b>	0,7	0,9	1	1	0,9
<b>Precio de reventa</b>	0,06615	0,08505	0,0945	0,0945	0,08505

## 5.2. Modelo lineal

$$\min \text{ COSTE} \quad (83)$$

$$\text{COSTE} = \text{COSTE}_{\text{INDUSTRIA}} + \text{COSTE}_{\text{URBANO}} \quad (84)$$

$$\text{COSTE}_{\text{IND}} = \text{COSTE}_{\text{IND1}} + \text{COSTE}_{\text{IND2}} \quad (85)$$

$$\begin{aligned} \text{COSTE}_{\text{IND1}} = & \text{COSTE}_{\text{OPI1}} + \text{COSTE}_{\text{IMPI1}} + \text{COSTE}_{\text{STI1}} \\ & - \text{GANANC}_{\text{ELECI1}} + \text{GANANC}_{\text{ECH2}} \end{aligned} \quad (86)$$

$$\begin{aligned} \text{COSTE}_{\text{IND2}} = & \text{COSTE}_{\text{OPI2}} + \text{COSTE}_{\text{IMPI2}} + \text{COSTE}_{\text{STI2}} \\ & - \text{GANANC}_{\text{ELECI2}} + \text{GANANC}_{\text{ECH1}} \end{aligned} \quad (87)$$

$$\begin{aligned} \text{COSTE}_{\text{URBANO}} = & \text{COSTE}_{\text{OPU}} + \text{COSTE}_{\text{IMPU}} + \text{COSTE}_{\text{STU}} \\ & + \text{COSTE}_{\text{ECH1U}} + \text{COSTE}_{\text{ECH2U}} - \text{GANANC}_{\text{ELECU}} \end{aligned} \quad (88)$$

$$\sum_{k \in K} \sum_{\substack{t'=t-p_k+1 \\ t > 0}}^t W_{k,t'} \leq 1 \quad \forall r, \forall t \quad (89)$$

$$W_{k,t} = 0 \quad \forall k, \forall t \quad (90)$$

$$B_{k,t} \geq Pmin_k * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (91)$$

$$B_{k,t} \leq Pmax_k * W_{k,t} \quad \forall k, \forall t \quad (92)$$

$$S_{s,t} \leq C_s \quad \forall s, \forall t \quad (93)$$

$$S_{s0} = S0_s \quad \forall s \quad (94)$$

$$S_{s,t} = S_{s,t-1} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,t-pob} - \sum_{k \in I} RoI_{k,s} * B_{k,t} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,t-dd_{s,k}} - \sum_{k \in I} UI_{s,k,t} + IMPORT_{s,t} - EXPORT_{s,t} \quad \forall s \in S, \forall t \in T \quad (95)$$

$$\sum_{k \in TAREA PROD} Pmax_k * W_{k,t} \geq (1 + DPuis) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (96)$$

$$\sum_{k \in TAREA PROD} Pmax_k * W_{k,t} \geq (1 - DPuis) * PC_{2,t} * Y_t \quad \forall t \in HORIZONTE \quad (97)$$

$$Y_t \geq W(PTI_{k,t}) \quad \forall t, k \quad (98)$$

$$Y_t \leq \sum_k W(PTI_{k,t}) \quad \forall t \quad (99)$$

$$SF_s = S_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} RoO_{k,s} * B_{k,NumPer-pob} - PC_{s,NumPer} + \sum_{k \in I} UO_{s,k,NumPer} + IMPORT_{s,NumPer} - EXPORT_{s,NumPer} \quad \forall s \in S \quad (100)$$

$$UI_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t ui_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (101)$$

$$UO_{s,t,k} = \sum_{q=t-pf+1}^t uo_{k,s} * B_{k,q} \quad \forall s, k, t \quad (102)$$



$$IMPORT_{s,t} \leq IMPmax_s \quad \forall s, t \quad (103)$$

$$EXPORT_{s,t} \leq EXPmax_s \quad \forall s, t \quad (104)$$

$$R_{r,t} = R_{r,t-1} + \sum_{k \in TAREA} ALO_{k,r} * W_{k,t} - \sum_{k \in TAREA} ALI_{k,r} * W_{k,t} \quad \forall r, t \quad (105)$$

$$R_{r,0} = R0_r \quad \forall r \quad (106)$$

$$R_{r,t} \leq Rmax_r \quad \forall r, t \quad (107)$$

Las ecuaciones (83), (84), (85), (86), (87) y (88) hacen referencia a la función objetivo. Las ecuaciones (89) y (90) llevan a cabo la asignación de cada una de las centrales y su encendido o apagado. Las ecuaciones (91) y (92) hacen referencia a las producciones máximas y mínimas de las centrales en cada periodo. Las ecuaciones (93) y (94) indican el almacenamiento inicial así como el máximo para cada periodo mientras que la ecuación (95) establece el balance de materia en los nodos. Las ecuaciones (96) y (97) representan la fluctuación de la demanda, mientras que las (98) y (99) detectan si una central está en funcionamiento en el periodo  $t$ . La ecuación (100) representa la cantidad de potencia generada al final del horizonte, mientras que la (101) y la (102) establecen el consumo y la producción de energía por parte de los recursos. Las ecuaciones (103) y (104) representan las importaciones y exportaciones en cada nodo y, para finalizar, las ecuaciones (105), (106) y (107) representan las restricciones de marcha y paro de las centrales.

### 5.3. Resultados con producción de electricidad

Tras la implementación de este último escenario pueden comprobarse múltiples cosas. Para empezar en la Figura 48 se encuentra representado el diagrama de Gantt correspondiente a ese modelo final en el cual se pueden apreciar los diferentes recursos y la cantidad óptima a producir en cada periodo. Las producciones y consumos asociados a cada uno de los recursos son:

- R1: Producción de la caldera 1.
- R2: Producción de la válvula de expansión de la central 1.
- R3: Producción de la turbina de gas de la central 1.
- R4: Producción de la caldera 2.
- R5: Producción de la válvula de expansión de la central 2.
- R6: Producción de la turbina de gas de la central 2.
- R7: Producción de calor de la central 3.
- R8: Producción de la turbina de la central 3.

- R9: Intercambiador 1.
- R10: Intercambiador 2.
- R11: Consumo de calor por la población.
- R12: Consumo de vapor a presión alta de la central 1 por la industria.
- R13: Consumo de vapor a presión media de la central 1 por la industria.
- R14: Consumo de vapor a presión alta de la central 2 por la industria.
- R15: Consumo de vapor a presión media de la central 2 por la industria.
- R16: Consumo de electricidad de la central 1 por la red urbana.
- R17: Consumo de electricidad de la central 3 por la red urbana.
- R18: Consumo de electricidad de la central 2 por la red urbana.



En primer lugar, se comprueba que el sistema 1, es decir, el correspondiente a una de las fábricas, se para, por lo que responde bien al perfil de demanda en el que durante la noche se produce una demanda de presión alta y presión media más baja, por lo que el sistema decide parar la central más costosa que corresponde a la de gas natural. Se puede ver asimismo que los sistemas de cogeneración no se encienden siempre. En los periodos de noche, al inicio del día o al final del día son los periodos en los que no se produce cogeneración ya que el precio de la electricidad es demasiado bajo. Finalmente sobre la red urbana, los intercambiadores no se activan mas que cuando la demanda de energía es muy fuerte, momento en que estos se activan como complemento de la turbina de vapor. La Figura 49 muestra la electricidad producida por cada sistema. Se observa que hay una producción mas importante en la turbina de vapor ya que el rendimiento de esta es mayor y que la potencia de producción es más elevada. Además se puede observar también que el sistema 2 de la parte industrial provee globalmente más electricidad ya que funciona más a menudo, lo que se puede ver en el diagrama de Gantt.

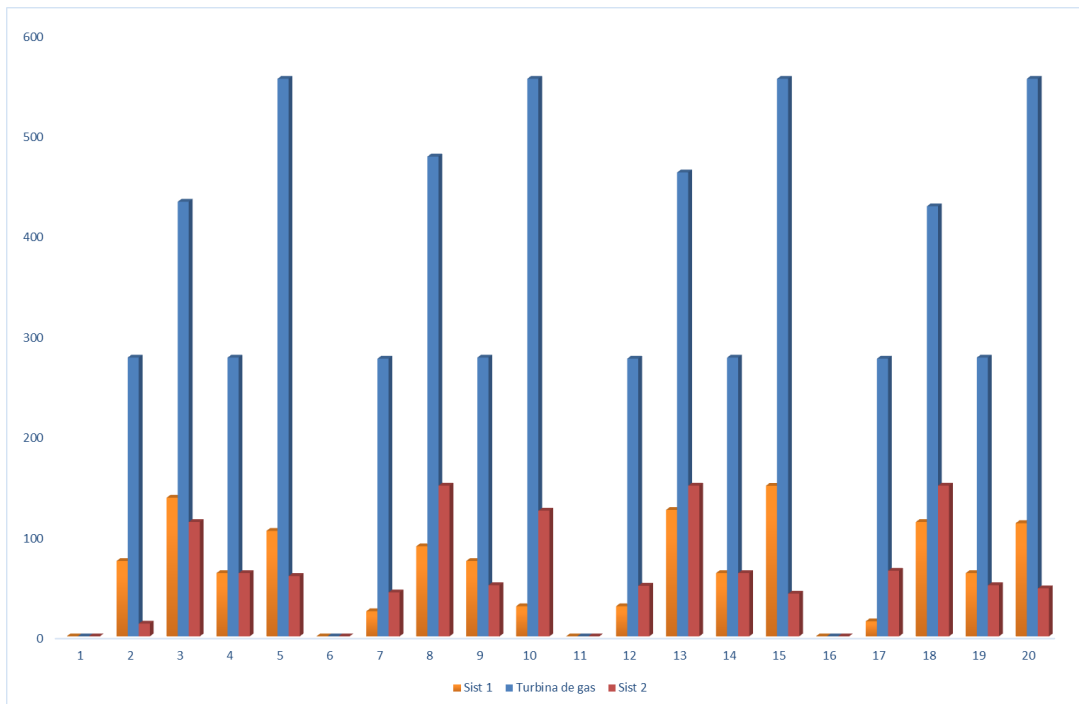


Figura 49 – Producción eléctrica de los diferentes recursos

A continuación, en la Figura 50 se pueden visualizar las potencias provistas por cada recurso productor de calor. Se puede notar que el sistema 2 provee mucha mas potencia útil que el sistema 1. Esto es así ya que el sistema 2 es más económico al ser una caldera de petróleo y el coste de este es más barato que el del gas natural. La producción simultánea de los sistemas 1 y 2 se produce en los picos de consumo para posteriormente parar el sistema 1 cuando hay un consumo menor.

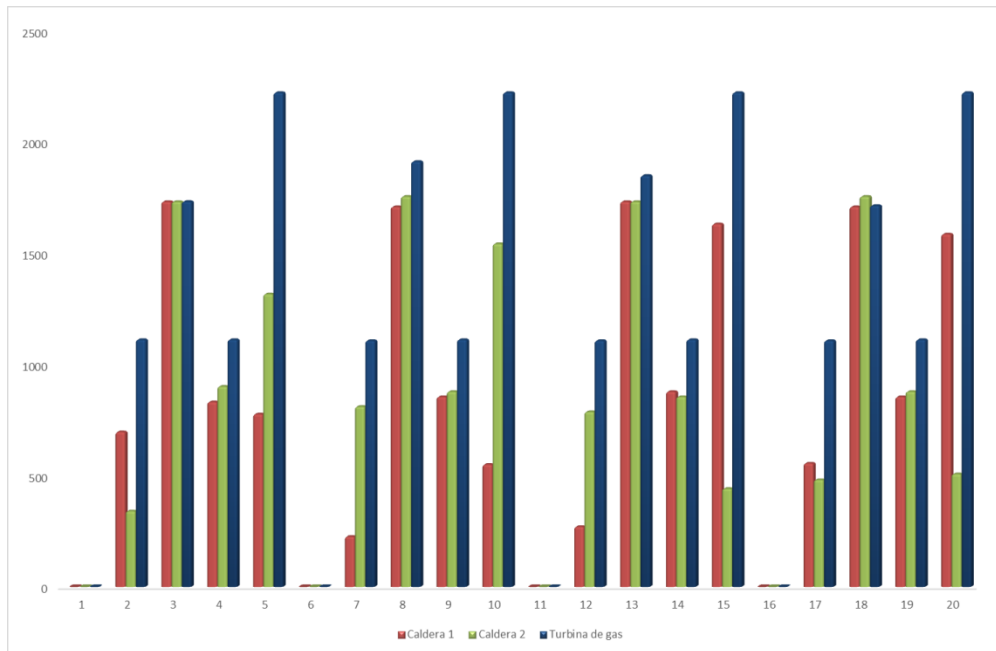


Figura 50 – Producción de los productores de calor

A continuación, las Figuras 51 y 52 muestran el reparto de la producción de vapor a presión media entre el expansor y la turbina de vapor. Para el sistema 1, se remarca sobre todo la utilización de la turbina de vapor ya que el sistema 1 se utiliza en los periodos en que la tarifa de electricidad es elevada. Para el sistema 2, se pueden hacer las mismas observaciones que para el sistema 1 con la diferencia de que en los periodos en que la tarifa de electricidad es menor existe una utilización exclusiva de la válvula de expansión. La válvula de expansión se utiliza todas las veces ya que la turbina de vapor no puede tratar mas que 100 kWh de vapor a alta presión. De este modo, cuando existen picos de consumo, el resto debe ser producido por medio de la válvula de expansión.

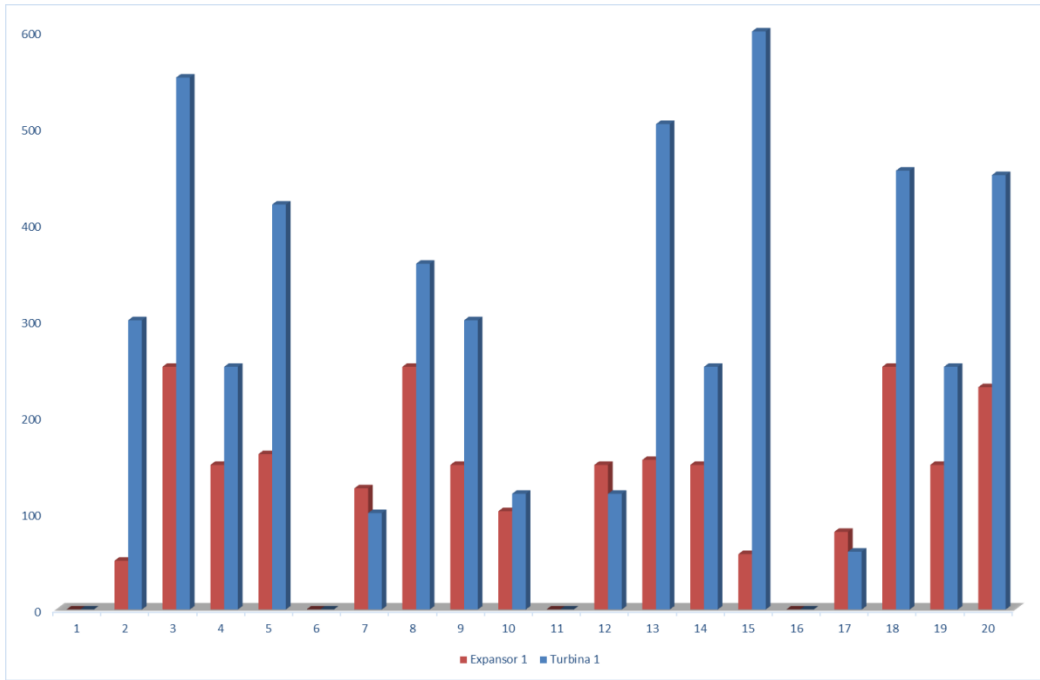


Figura 51 – Producción de los recursos del sistema 1

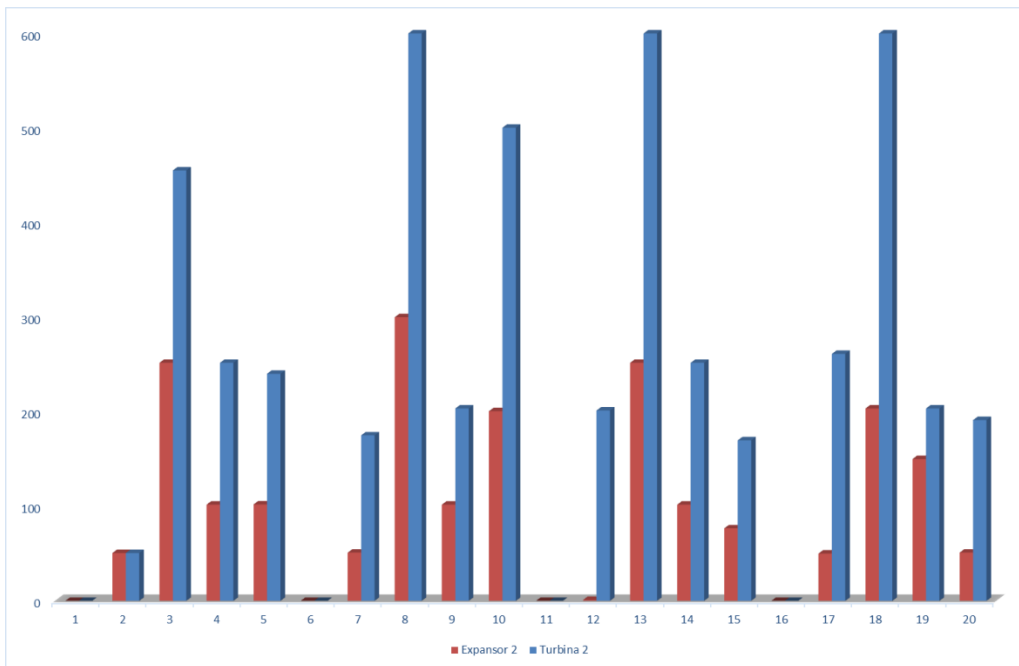


Figura 52 – Producción de los recursos del sistema 2

Para finalizar, la Figura 53 muestra la repartición entre la producción de la turbina de gas y la de los intercambiadores. Se tiene por tanto un uso de los intercambiadores como se

comentó anteriormente en los picos de consumo, sirviendo de apoyo a la turbina de gas en la red urbana.

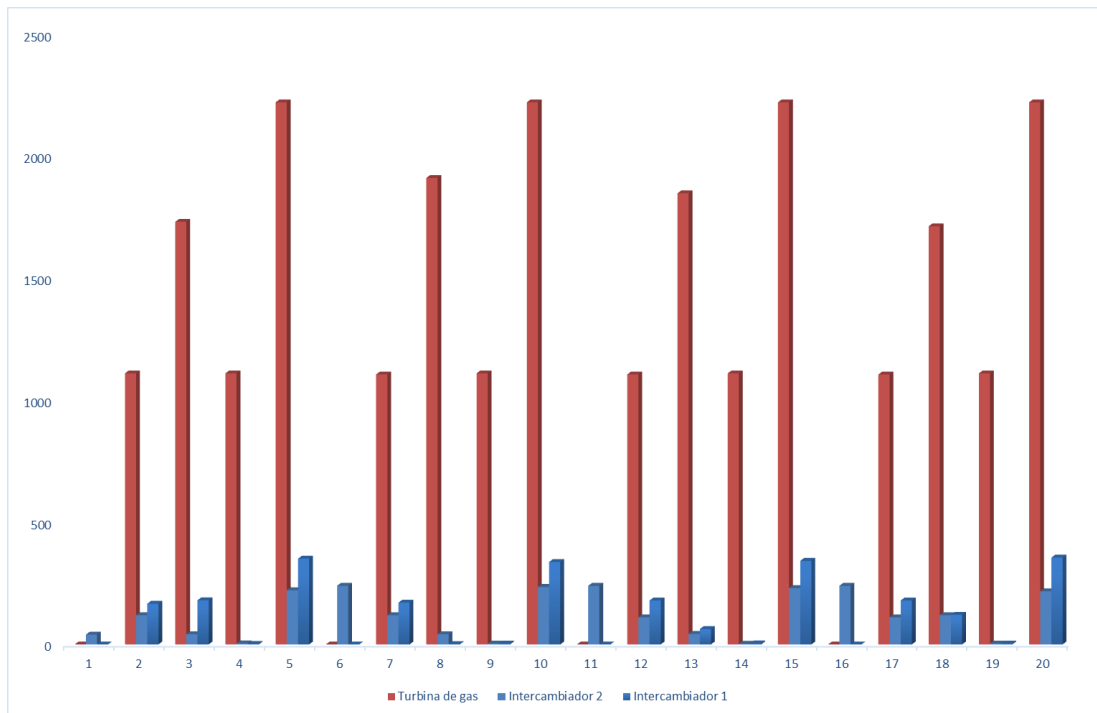


Figura 53 – Producción de los recursos de la red urbana.

COSTE\_TOTAL = 7091.3;  
 COSTE\_OPIND1 = 1462;  
 COSTE\_IMPIND1 = 162.25;  
 COSTE\_ALMIND1 = 231.81;  
 GANANC\_ELECIND1 = 115.23;  
 COSTE\_OPIND2 = 1441.8;  
 COSTE\_IMPIND2 = 53.535;  
 COSTE\_ALMIND2 = 184.19;  
 GANANC\_ELECIND2 = 112.83;  
 COSTE\_OPURB = 1370.2;  
 COSTE\_IMPURB = 302.96;  
 COSTE\_ALMURB = 241.6;  
 GANANC\_ELECURB = 557.94;  
 COSTE\_INT1URB = 1194.7;  
 COSTE\_INT2URB = 1231.8;  
 COSTE\_IND1 = 1741;  
 GANANC\_INT1 = 0.16525;  
 COSTE\_IND2 = 1567;  
 GANANC\_INT2 = 0.30301;

COSTE\_IND = 3308;  
COSTE\_URBANO = 3783.3;

#### 5.4. Resultados sin producción de electricidad

En este caso se ha estudiado el escenario sin opción a que el modelo produzca electricidad. Tras la implementación de los mismos datos asociados a los costes, demanda, etc... se ha obtenido el diagrama de Gantt asociado a dicho modelo, tal como puede verse en la Figura 54, donde los diferentes recursos que se encuentran en dicho diagrama son:

- R1: Producción de la caldera 1.
- R2: Producción de la válvula de expansión de la central 1.
- R3: Producción de la turbina de gas de la central 1.
- R4: Producción de la caldera 2.
- R5: Producción de la válvula de expansión de la central 2.
- R6: Producción de la turbina de gas de la central 2.
- R7: Producción de calor de la central 3.
- R8: Producción de la turbina de la central 3.
- R9: Intercambiador 1.
- R10: Intercambiador 2.
- R11: Consumo de calor por la población.
- R12: Consumo de vapor a presión alta de la central 1 por la industria.
- R13: Consumo de vapor a presión media de la central 1 por la industria.
- R14: Consumo de vapor a presión alta de la central 2 por la industria.
- R15: Consumo de vapor a presión media de la central 2 por la industria.
- R16: Consumo de electricidad de la central 1 por la red urbana.
- R17: Consumo de electricidad de la central 3 por la red urbana.
- R18: Consumo de electricidad de la central 2 por la red urbana.





Figura 54 – Diagrama de Gantt para el escenario 4 sin producción de electricidad.

En la Figura 55 se puede ver la producción de los diferentes recursos, teniendo en color rojo la producción de la caldera 1, en color verde la producción de la caldera 2 y en azul la producción de la turbina de gas la cual produce vapor a presión media. Se puede comprobar que sigue satisfaciendo la demanda y que se ajusta correctamente a la misma ya que en los periodos en los que el sistema industrial se encuentra cerrado no produce energía de ningún tipo.

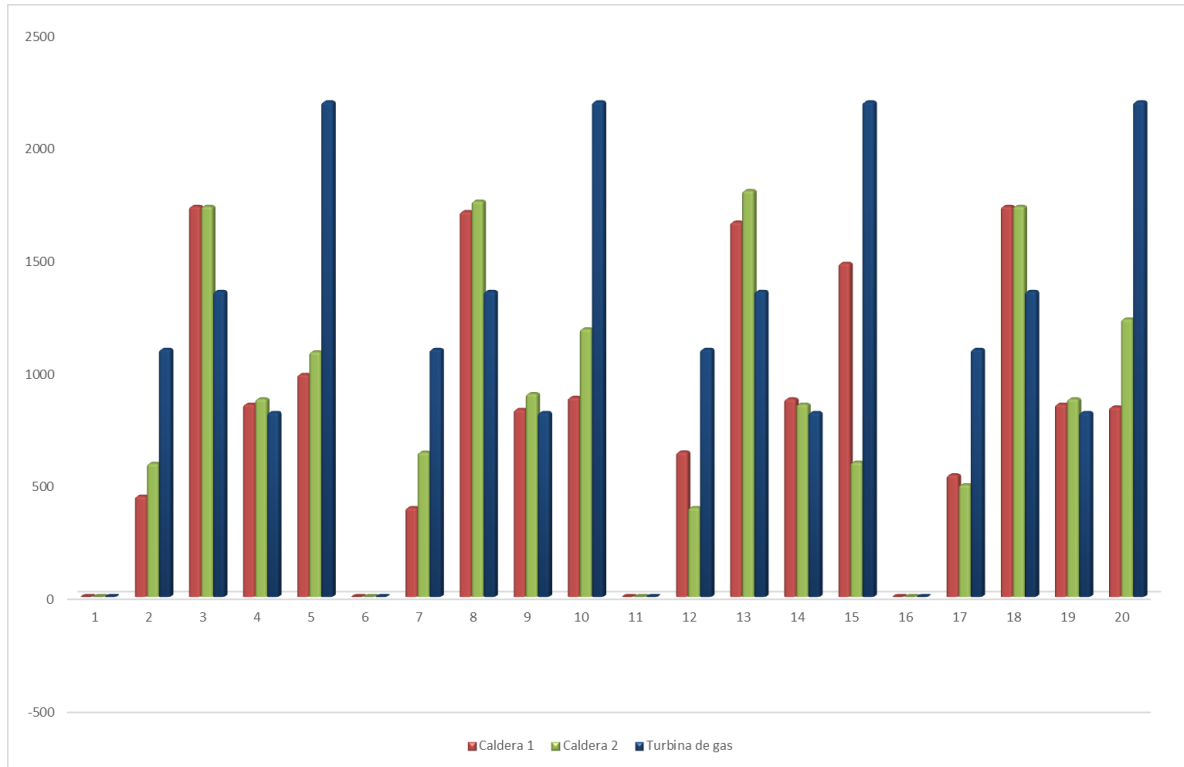


Figura 55 – Producción de los productores de calor

A continuación, en la figura 56 se encuentra la producción de la turbina 1 así como de la válvula de expansión 1, comprobando nuevamente que se ajusta correctamente a la demanda. Posteriormente, en la figura 57 se encuentra el cas homólogo con el sistema 2, mostrándose la producción de la turbina 2 así como de la válvula de expansión 2.

En ambas figuras se pueden encontrar en color rojo la producción de las válvulas de expansión y en color azul la producción de las turbinas que se encargan de producir vapor a presión media.

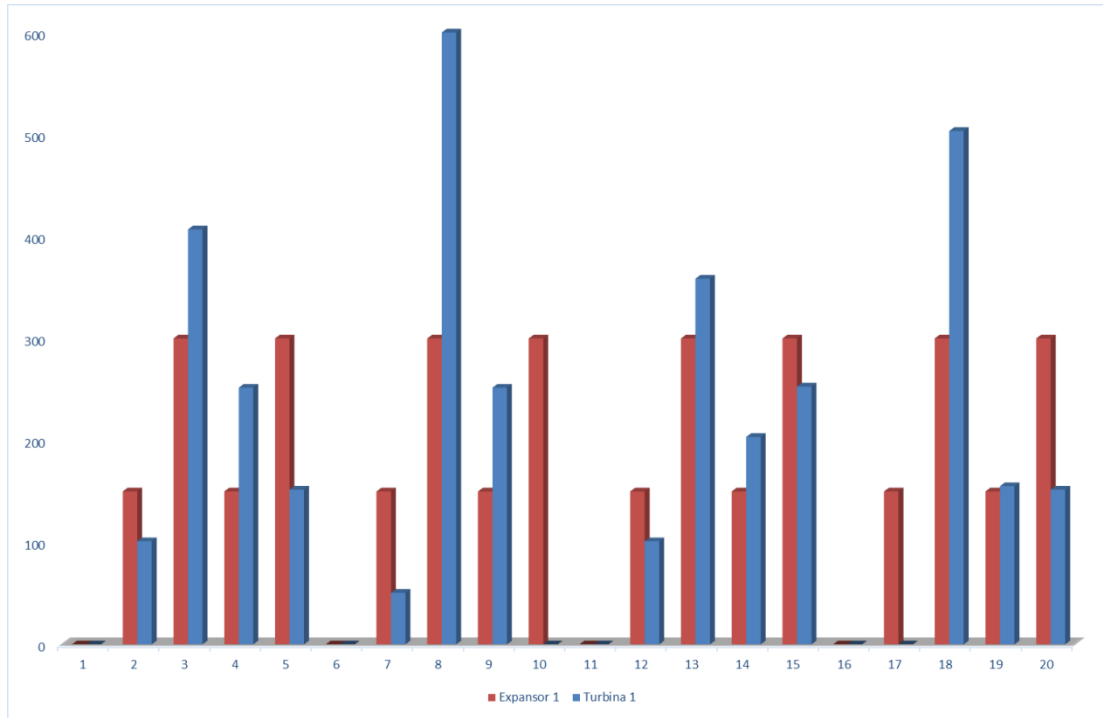


Figura 56 – Producción del sistema 1

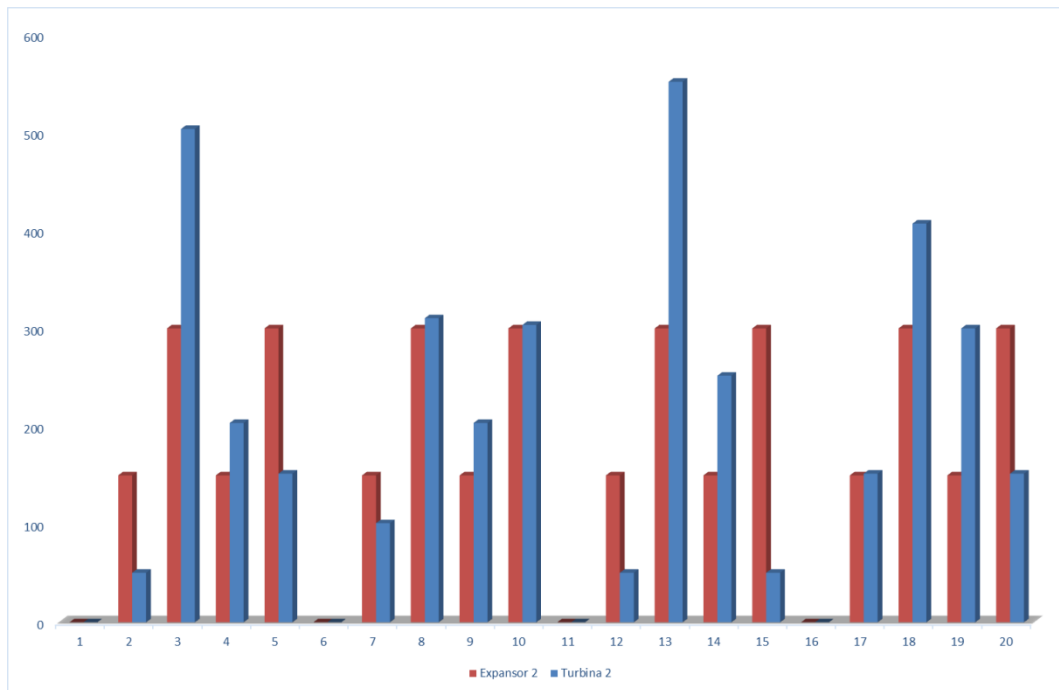


Figura 57 – Producción del sistema 2

Por último, en la Figura 58 se muestra la producción existente en la red urbana, conformada por la turbina así como los dos intercambiadores. En color rojo se muestra la producción de la turbina de gas, en color azul claro la del intercambiador 1 y en azul oscuro la del intercambiador 2.

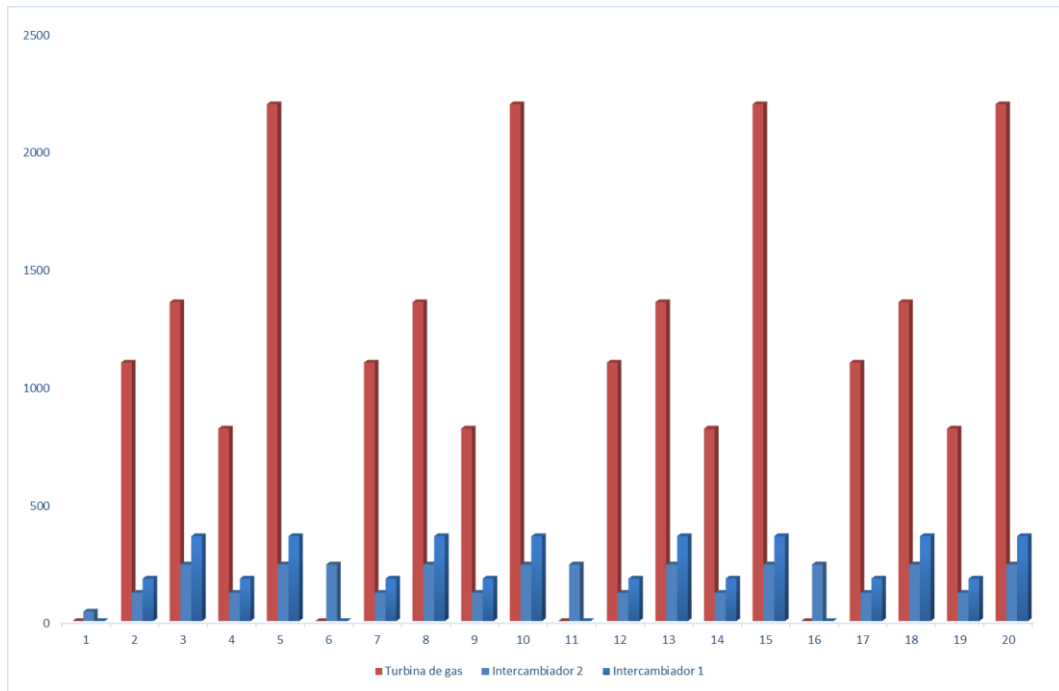


Figura 58 – Producción de los recursos de la red urbana

COSTE = 16858;  
 COSTE\_OPIND1 = 1404.9;  
 COSTE\_IMPIND1 = 169.07;  
 COSTE\_ALMIND1 = 2536;  
 GANANC\_ELECIND1 = 0;  
 COSTE\_OPIND2 = 1387.3;  
 COSTE\_IMPIND2 = 144.48;  
 COSTE\_ALMIND2 = 2720.2;  
 GANANC\_ELECIND2 = 0;  
 COSTE\_OPURB = 1413.7;  
 COSTE\_IMPURB = 374.4;  
 COSTE\_ALMURB = 2727.2;  
 GANANC\_ELECURB = 0;  
 COSTE\_INT1URB = 1820;  
 COSTE\_INT2URB = 2160;  
 COSTE\_IND1 = 4111;  
 GANANC\_INT1 = 0.99239;  
 COSTE\_IND2 = 4252;  
 GANANC\_INT2 = 0.068828;  
 COSTE\_IND = 8363;  
 COSTE\_URB = 8495.3;

## 5.5. Comentarios

Tras haber implementado este último escenario, no queda más que volver a corroborar lo que se ha estado comprobando desde el primer escenario y es los beneficios de llevar a cabo cogeneración siempre que haya un precio de reventa de electricidad óptimo. Esto ha sido incrementado por el hecho de haber estudiado un caso real con datos basados en sistemas del mismo tipo lo que aporta aún más fiabilidad al resultado final de este proyecto. A continuación en la Tabla 9 se puede ver una comparación de los resultados obtenidos con la producción de electricidad y sin ella.

Tabla 9 - Comparación de los costes en el escenario 4

<b>COSTE</b>	<b>Con prod. de electricidad</b>	<b>Sin prod. de electricidad</b>
<b>COSTE TOTAL</b>	7091.3	16858
<b>COSTE_OPIND1</b>	1462	1404.9
<b>COSTE_IMPIND1</b>	162.25	169.07
<b>COSTE_ALMIND1</b>	231.81	2536
<b>GANANC_ELECIND1</b>	115.23	0
<b>COSTE_OPIND2</b>	1441.8	1387.3
<b>COSTE_IMPIND2</b>	53.535	144.48
<b>COSTE_ALMIND2</b>	184.19	2720.2
<b>GANANC_ELECIND2</b>	112.83	0
<b>COSTE_OPURB</b>	1370.2	1413.7
<b>COSTE_IMPURB</b>	302.96	374.4
<b>COSTE_ALMURB</b>	241.6	2727.2
<b>GANANC_ELECURB</b>	557.94	0
<b>COSTE_INT1URB</b>	1194.7	1820
<b>COSTE_INT2URB</b>	1231.8	2160
<b>COSTE_IND1</b>	1741	4111
<b>GANANC_INT1</b>	0.16525	0.99239
<b>COSTE_IND2</b>	1567	4252
<b>GANANC_INT2</b>	0.30301	0.068828
<b>COSTE_IND</b>	3308	8363
<b>COSTE_URBANO</b>	3783.3	8495.3

## 6. CONCLUSIÓN

---

Durante el transcurso de este proyecto ha sido posible llevar a cabo el estudio de las redes de calor urbanas e industriales. En primer lugar se ha estudiado el contexto en el cual se basaba este proyecto, para después, tras haber explicado los principios básicos de la cogeneración y haber explicado la modelización en que se basaría el estudio que aquí acontece, comenzar con el estudio de la factibilidad de diferentes escenarios.

Se ha comenzado con un primer escenario cuya finalidad era la de validar el modelo. En dicho modelo se tomaban unos supuestos, modelando dos tipos de centrales, la primera compuesta por una turbina de gas la cual produce tanto calor como electricidad y la segunda compuesta por una caldera que produce únicamente calor, recibiendo unos datos de demanda tanto de calor como eléctrica. Tras haber puesto en marcha el software se han obtenido unos resultados bastante considerables en el que el modelo elige elegir siempre en la caldera debido a su menor coste operativo, produciendo en la turbina de gas únicamente en el caso en que se diera un pico de demanda o se tuviera que satisfacer la demanda eléctrica. Para el mismo escenario se ha llevado a cabo el caso comparativo en el que no se produjera electricidad, tomando como resultado el dato esperado de que los costes en este caso acabarían resultando mayores, debido a la ventaja que supone el ingreso extra por la reventa de electricidad al haber llevado a cabo la cogeneración.

Posteriormente se ha continuado con un segundo escenario en el cual se ha partido de las mismas centrales, pero añadiendo varias hipótesis, como son la adición de la fluctuación de la demanda, la marcha y el paro de las centrales, tomando un tiempo de 1h cada una de ellas y, finalmente se ha tenido en cuenta el coste de almacenamiento y materias primas, no tenidos en cuenta en el primer escenario. En este caso el resultado también ha sido claramente satisfactorio desde el punto de vista de la cogeneración, obteniendo resultados favorables a la producción en la caldera debido a su menor coste, y resultando también más conveniente la producción sin paros debido al coste que supone esta opción. Para el caso en el que no se produce electricidad se obtiene un resultado análogo al del escenario anterior, quedando claro el beneficio que supone la implantación de la cogeneración.

Tras estos dos primeros escenarios, se continúa con un tercero en el que se da un salto hacia un caso cercano a la realidad en el cual se encuentra una central formada por una caldera de la que sale vapor a presión alta que es llevada a la red de distribución. Además, hay una válvula de expansión capaz de convertir este vapor a presión alta en vapor a presión media así como una turbina capaz de convertir el vapor a presión alta en vapor a presión media y electricidad. Además de todo esto, se tiene en cuenta un hecho muy importante en la realidad. Debido al cambio en el precio de la demanda, puede darse el caso en que el

coste de producir la electricidad sea mayor que los ingresos que se obtienen por su venta. Es por esto que puede llegar a encontrarse la situación en que no interese producir electricidad según sea el precio de la electricidad. Teniendo en cuenta este hecho, se ha analizado dicho escenario teniendo en cuenta tres precios diferentes para la electricidad con el objetivo de apreciar esta diferencia, obteniendo tres resultados completamente distintos. En el primero de los casos, el que tiene el precio más bajo, se aprecia que el modelo decide no activar la turbina ya que el precio de obtener la electricidad es más alto que lo que se obtiene por ella. En el segundo caso, con un precio intermedio, se aprecia que se enciende la turbina solo en determinados periodos mientras que en el último se produce toda la electricidad y que su precio es más alto que el coste de producirla. Con todo esto, y tras analizar el caso en el que no se produce electricidad, una vez más vuelve a comprobarse que el coste total es menor para el caso en que se produce electricidad.

Por último y para finalizar se llega al modelo final, el que más se acerca a un caso real. El mismo se compone de dos centrales industriales formadas cada una por una caldera que produce vapor a presión alta (una de las calderas alimentada con gas natural y la otra con fuel). Ambas calderas están conectadas con una turbina que produce electricidad y vapor a presión media y con una válvula de expansión que convierte el vapor de presión alta en vapor de presión media. Además, en dicho escenario también se encuentra un sistema urbano simulando una pequeña población la cual cuenta con una pequeña caldera que produce vapor a presión media y que está conectada a una turbina que puede producir vapor a presión baja (calor) y electricidad para dar respuesta a la demanda de la población. Con todos estos componentes se pretende dar respuesta a las necesidades de energía calorífica y de electricidad de las centrales así como de la población. Tras implementar el modelo lineal en el software se puede encontrar el resultado final, comprobando una vez más lo beneficioso de llevar a cabo la cogeneración debido a la disminución en el coste total, que resulta claramente más beneficioso que el caso en el que no se permite la producción de electricidad.

Tras haber llevado a cabo el proyecto, se puede afirmar que los resultados de la simulación han sido concluyentes. Siempre que el precio de reventa de la electricidad sea factible, lo que ocurre dependiendo de diferentes factores nombrados anteriormente como pueden ser la época del año, el periodo del día o factores puntuales como climáticos, etc. , va a ser muy beneficioso llevar a cabo cogeneración. Ésta representa por tanto un método muy beneficioso desde diferentes puntos de vista. Por un lado, desde el punto de vista del consumo de energías tanto renovables como no renovables (dependiendo de la que se use en la central) representa un claro aprovechamiento de las mismas. Desde el punto de vista de las emisiones contaminantes representaría una menor contaminación de la atmósfera así como de residuos al medioambiente, presentando en consecuencia un menor impacto medioambiental. Por último, y siendo el que más se ha tratado en este proyecto, representaría una disminución clara de los costes lo que se traduciría en mayores beneficios para la empresa.

Aún existen pequeños matices que se podrían tener en cuenta en el escenario final para poder mejorar aún más los resultados o posibles mejoras en las centrales. En la realidad las

calderas presentan un aumento en el rendimiento progresivo que se podría tener en cuenta para afinar aún más en los resultados. Una posible mejora de cara a la producción con este método podría ser la existencia de baterías de almacenamiento de la electricidad o de tanques de almacenamiento de vapor de agua. Esto permitiría poder tener una mucho mayor flexibilidad en la planificación de la producción de las centrales, produciendo mayor cantidad cuando el precio relativo fuera menor para así maximizar los beneficios.

El modelo lineal realizado en este proyecto brinda una primera estimación de lo que puede llegar a ser creado a nivel industrial. Este tipo de modelos de optimización se encuentran actualmente en desarrollo visto los beneficios que presentan las plantas de cogeneración, tanto para la salud de la economía en la industria como para el medio ambiente.



## 7. BIBLIOGRAFÍA

---

- (1) Réseaux de chaleur et territoire. <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/les-reseaux-de-chaleur-en-france>
- (2) Marché de l'électricité. Récupéré sur Commission de Régulation de l'Energie . <http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite>
- (3) [https://www.eni.com/fr\\_FR/produits-services/electricite/fixation-des-prix/fixation-des-prix-electricite.shtml](https://www.eni.com/fr_FR/produits-services/electricite/fixation-des-prix/fixation-des-prix-electricite.shtml)
- (4) EDF Obligation d'Achat. <https://www.edf-oa.fr/>
- (5) Connaissance des Energies. <http://www.connaissancedesenergies.org>
- (6) Cogénération et réseaux de chaleur. <http://www.arehn.asso.fr/tabord/pdf/08b05.pdf>
- (7) They, R., Hetreux, G., Agha, M. H., Hait, A., & Le Lann, J. M. (2012). The extended resource task network: a framework for the combined scheduling of batch processes and CHP plants . *International Journal of Production Research* Vol. 50(3), 623-646..
- (8) [https://www.viessmann.fr/content/dam/vi-brands/FR/Prospectus\\_produits/2015/p\\_chaudieres\\_vapeur944384509-2011.pdf/\\_jcr\\_content/renditions/original./p\\_chaudieres\\_vapeur944384509-2011.pdf](https://www.viessmann.fr/content/dam/vi-brands/FR/Prospectus_produits/2015/p_chaudieres_vapeur944384509-2011.pdf/_jcr_content/renditions/original./p_chaudieres_vapeur944384509-2011.pdf)
- (9) <http://www.vitogaz.com/generalites/prix-gaz/comparateur-gaz>
- (10) <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>

## 8. ANEXOS

A continuación se encuentran como anexo la programación utilizada en el software para haber obtenido los resultados aquí descritos. Ha sido adjuntado en este proyecto el correspondiente al último de los casos por tratarse del más completo de todos. El primero de los anexos corresponde con el fichero de extracción de los datos de un Excel en el cual se encuentran los datos relativos a los costes, las demandas y demás datos necesarios para la puesta en marcha del modelo. El segundo anexo corresponde a la programación del modelo de optimización en el que se incluyen todas las restricciones anteriormente descritas.

### 8.1. PROGRAMA ILOG CPLEX: Extracción de los datos

```
// Fichero de datos representativos del ERTN
// -----

SheetConnection sheet("DatosPlanif-S4.xlsx");

// Parametros
// -----

NumCentral      from SheetRead(sheet,"Parametros!C2"); // Número de central térmica
(productor)
NumEstado       from SheetRead(sheet,"Parametros!C3"); // Número de estado
NumTarea        from SheetRead(sheet,"Parametros!C4"); // Número de tarea
NumSitioUrbano  from SheetRead(sheet,"Parametros!C5"); // Número de sitio urbano
(consumidor)
DurPeriodo      from SheetRead(sheet,"Parametros!C6"); // Duración de un periodo en minutos
NumCiclo        from SheetRead(sheet,"Parametros!C8"); // Número de ciclos por día
NumDia          from SheetRead(sheet,"Parametros!C9"); // Número de días del horizonte de
planificación

FlucDem         from SheetRead(sheet,"Parametros!C12"); // Porcentaje de fluctuación de la
demanda
NumEtapa        from SheetRead(sheet,"Parametros!C14"); // Número de etapas

M = 10000 ;

d               from SheetRead(sheet,"Vectores!B2:Y2");// Duración fija en horas
dob            from SheetRead(sheet,"Vectores!B3:Y3");// Retraso de obtención en h
pf            from SheetRead(sheet,"Vectores!B4:Y4");// Duración de la tarea en el periodo
pob          from SheetRead(sheet,"Vectores!B5:Y5");// Retraso de obtención en el periodo

Pmin          from SheetRead(sheet,"Vectores!B8:Y8");// Potencia mínima de funcionamiento de
las centrales
Pmax          from SheetRead(sheet,"Vectores!B9:Y9");// Potencia máxima de funcionamiento de
las centrales

C             from SheetRead(sheet,"Vectores!B12:X12");// Capacidad de los tanques de
almacenamiento
S0           from SheetRead(sheet,"Vectores!B13:X13");// Stock inicial
h           from SheetRead(sheet,"Vectores!B14:X14");// Coste de almacenamiento
```

```

NOp      from SheetRead(sheet,"Vectores!B17:Y17"); // Número de operación
Cop      from SheetRead(sheet,"Vectores!B18:Y18"); // Coste operativo

IMPmax   from SheetRead(sheet,"Vectores!B21:X21"); // Potencia máxima importable
EXPmax   from SheetRead(sheet,"Vectores!B22:X22"); // Potencia máxima exportable
Cimp     from SheetRead(sheet,"Vectores!B23:X23"); // Coste de importación del calor

R0       from SheetRead(sheet,"Vectores!B26:G26"); // Valor inicial del estado lógico
Rmax     from SheetRead(sheet,"Vectores!B27:G27"); // Valor máximo del estado lógico

PTI      from SheetRead(sheet,"Vectores!B30:J30"); // Número de tareas que representan
una operación de producción

RoO      from SheetRead(sheet,"Ro!C3:Y26"); // Matriz entre un estado y una tarea
por balance de materia
RoI      from SheetRead(sheet,"Ro!C3:Y26"); // Matriz entre una tarea y un estado
por balance de materia

uo       from SheetRead(sheet,"uo!C3:Y26"); // Matriz entre un estado y una tarea por
balance de energía
ui       from SheetRead(sheet,"ui!C3:Y26"); // Matriz entre una tarea y un estado por
balance de energía

A1O      from SheetRead(sheet,"A1O!B3:G26"); // Matriz que relaciona los estados lógicos y
las operaciones
A1I      from SheetRead(sheet,"A1I!B3:G26"); // Matriz que relaciona las operaciones
y los estados lógicos

IJ       from SheetRead(sheet,"IJ!C4:T27"); // Matriz de reparto de las centrales con las
tareas

Demanda  from SheetRead(sheet,"Demanda!C5:V27"); // Demanda sobre 4 días con 5 ciclos por
día
DurCiclo from SheetRead(sheet,"Demanda!C30:G30"); // Duración en horas de un ciclo
dc       from SheetRead(sheet,"Demanda!C31:G31"); // Duración de cada ciclo
PV       from SheetRead(sheet,"Demanda!C32:V32"); // Precio de venta de la electricidad
en función del ciclo

//Fichero para la importación de los resultados en Excel
//-----

B        to SheetWrite(sheet,"matB!A2:CR25");

```

## 8.2. PROGRAMA ILOG CPLEX: Modelo de planificación

```

//-----
//
//   Planificación de la central térmica
//
//-----
//-----
//=====//
//   DECLARACIÓN DE PARÁMETROS Y VARIABLES   //
//=====//

//-----
// Declaración de parámetros de dimensión general
//-----
int NumCentral = ... ; // Número de central térmica (productor)
int NumEstado = ... ; // Número de estado
int NumTarea = ... ; // Número de tarea
int NumSitioUrbano = ... ; // Número de sitio urbano (consumidor)
int NumCiclo = ... ; // Número de ciclos por día
int NumDia = ... ; // Número de días del horizonte de planificación

int DurPeriodo = ... ; // Duración de un periodo en minutos
float DurCampana = NumDia*24 ; // Duración de la campaña de producción (en horas)

```

```

int NumPeriodo = ftoi(round((60*DurCampana)/DurPeriodo)) ; // Numero de periodos
int NumCicloPlanif = NumDia*NumCiclo ;
int NumEtapa = ...;

//-----
// Declaración de intervalos de los índices
//-----
range HORIZON = 1..NumPeriodo ;
range TASK     = 1..NumTarea ;
range UNIT     = 1..NumCentral+NumSitioUrbano;
range STATE    = 1..NumEstado ;
range CYCLE    = 1..NumCiclo ;
range STEP     = 1..NumEtapa ;
range PRODUCTION_TASK = 1..NumCentral ;

//-----
// Declaración de los parámetros y datos del problema
//-----
int IJ[TASK][UNIT] = ... ; // IJ(i,j)= 1 si la tarea i puede ser lanzada
sobre la máquina j, 0 si no
int pf[TASK] = ... ; // Duración de la tarea i en periodos
int dc[CYCLE] = ... ; // Duración del ciclo c (en número de periodos)
float d[TASK] = ... ; // Duración de la tarea i (duración operativa
fija en horas)

float dob[TASK] = ... ; // Retraso de obtención de los productos de
salida de una tarea en horas
int pob[TASK] = ... ; // Retraso de obtención de los productos de
salida de una tarea en periodos
float Pmin[TASK] = ... ; // Potencia mínima para una tarea
float Pmax[TASK] = ... ; // Potencia máxima para una tarea
float C[STATE] = ... ; // Capacidad de los estados
float S0[STATE] = ... ; // Stock inicial

float Demanda[STATE][1..NumCicloPlanif] = ... ; // Potencia consumida por el ciclo
urbano por ciclo
float PC[STATE][HORIZON] ; // Potencia consumida por periodo

float Ro0[TASK][STATE] = ... ; // Proporción del estado s producido por la
tarea i
float RoI[TASK][STATE] = ... ; // Proporción del estado s consumido por la
tarea i
float ui[TASK][STATE] = ... ; // Coeficiente de consumo del estado s por la
tarea i
float uo[TASK][STATE] = ... ; // Coeficiente de producción del estado s por la
tarea i
float h[STATE] = ... ; // Coste de almacenamiento
float IMPmax[STATE]= ... ; // Importación máxima del estado s
float EXPmax[STATE]= ... ; // Exportación máxima del estado s

int NOP[TASK] = ... ; // Número de operación correspondiente a la tarea
float M = ... ; // Matriz de resultados

float Cop[TASK] =... ; // Coste operativo de cada central
float Cimp[STATE] =... ; // Coste de importación

int PTI[PRODUCTION_TASK] =...;
float FlucDem = ... ; //Porcentaje de fluctuación de la demanda
float AIO[TASK][STEP]= ... ; //Peso del arco de transición del estado s
producido por la tarea i
float AII[TASK][STEP]= ... ; //Peso del arco de transición del estado s
consumido por la tarea i
int R0[STEP] = ... ;
int Rmax[STEP] = ... ;
float PV[1..NumCicloPlanif] = ... ;
float PE[HORIZON] ;

// Declaración de las variables del problema
// =====
dvar boolean W[TASK][HORIZON] ; //Vale 1 si la tarea comienza al inicio del periodo t
dvar float+ B[TASK][HORIZON] ; //Tamaño del lote de la tarea i realizado en el periodo t
dvar float+ S[STATE][0..NumPeriodo] ; //Stock de materia en el estado s al final del
periodo t
dvar float+ SF[STATE] ; //stock final de cada estado s (al final del periodo T)

```

```

dvar float+ UO[STATE][TASK][HORIZON] ;
dvar float+ UI[STATE][TASK][HORIZON] ;
dvar float+ IMPORT[STATE][HORIZON] ;
dvar float+ EXPORT[STATE][HORIZON] ;

dvar float+ R[STEP][0..NumPeriodo] ;
dvar boolean Y[HORIZON] ; // Vale 1 si al menos una central está produciendo, 0 si no

dvar float+ COSTE ;
dvar float+ COSTE_IND1 ;
dvar float+ COSTE_IND2 ;
dvar float+ COSTE_IND ;
dvar float+ COSTE_URBANO ;

dvar float+ COSTE_OPI1 ;
dvar float+ COSTE_IMP11 ;
dvar float+ COSTE_ALMI1 ;
dvar float+ GANAN_ELECI1 ;
dvar float+ GANAN_INT1 ;

dvar float+ COSTE_OPI2 ;
dvar float+ COSTE_IMP12 ;
dvar float+ COSTE_ALMI2 ;
dvar float+ GANAN_ELECI2 ;
dvar float+ GANAN_INT2 ;

dvar float+ COSTE_OPURB ;
dvar float+ COSTE_IMPURB ;
dvar float+ COSTE_ALMURB ;
dvar float+ COSTE_INT1URB ;
dvar float+ COSTE_INT2URB ;
dvar float+ GANAN_ELECURB ;

//=====//
// PRETRATAMIENTO DE LOS DATOS //
//=====//
execute
{
    var s,i,j,c,p,q ;

    // Cálculo de la potencia consumida por periodo
    for (s=1;s<=NumEstado;s++)
    {
        p=1 ;
        for (j=1;j<=NumDia;j++)
        {
            for (c=1;c<=NumCiclo;c++)
            {
                for (q=1;q<=dc[c];q++)
                {
                    PC[s][p] = Demanda[s][c+NumCiclo*(j-1)] ;
                    p = p+1 ;
                }
            }
        }
    }
}

execute
{
    var s,i,j,c,p,q ;

    // Cálculo del precio de venta de la electricidad por periodo
    for (s=1;s<=NumEstado;s++)
    {
        p=1 ;
        for (j=1;j<=NumDia;j++)
        {
            for (c=1;c<=NumCiclo;c++)
            {
                for (q=1;q<=dc[c];q++)
                {

```

```

        PE[p] = PV[c+NumCiclo*(j-1)] ;
        p = p+1 ;
    }
}
}

//=====
//                                MODELO DE LA PARTE DE PRODUCCIÓN                                //
//=====

// -----
// Función Objetivo
// -----
minimize COSTE ;

subject to
{
    // -----
    // Restricciones de asignación
    // -----
    forall(j in UNIT, t in HORIZON )

        sum(i in TASK:IJ[i][j]==1, q in t-pf[i]+1..t:q>=1) W[i][q] <= 1 ;

    forall(i in TASK, t in NumPeriodo-pf[i]+2..NumPeriodo)
        W[i][t]==0 ;

    // Restricciones de tamaño de lote
    //-----
    forall ( i in TASK, t in HORIZON )
        B[i][t] >= Pmin[i]*W[i][t] ;
    forall ( i in TASK, t in HORIZON )
        B[i][t] <= Pmax[i]*W[i][t] ;

    // Restricciones de material almacenado
    // -----
    forall (s in STATE, t in HORIZON)
        S[s][t] <= C[s] ;

    // Inicialización del material
    // -----
    forall(s in STATE) //STATE)

        S[s][0] == S0[s] ;

    // Balance de flujo de materia en los nodos
    // -----
    forall(s in STATE, t in HORIZON )
        S[s][t] == S[s][t-1] + sum(i in TASK : t-pf[i]>0) Ro0[i][s]*B[i][t-pob[i]] -
            sum(i in TASK) RoI[i][s]*B[i][t] +
            sum(i in TASK ) UO[s][i][t] -
            sum(i in TASK ) UI[s][i][t] +
            IMPORT[s][t] - EXPORT[s][t] -
            PC[s][t];

    // La potencia máxima de las centrales activas deben poder absorber un aumento de
    // la demanda de FlucDem % en cada periodo
    // -----
    forall (t in HORIZON )
        sum (i in PRODUCTION_TASK ) Pmax[PTI[i]]*W[PTI[i]][t] >= (1+FlucDem)*PC[22][t]*Y[t] ;

    // La potencia mínima de las centrales activas no debe sobrepasar una disminución de
    // la demanda de FlucDem % en cada periodo
    // -----
    forall (t in HORIZON )
        sum (i in PRODUCTION_TASK ) Pmin[PTI[i]]*W[PTI[i]][t] <= (1-FlucDem)*PC[22][t]*Y[t] ;

    //Restricción que permite detectar la producción de al menos una central
    // -----
    forall (t in HORIZON, i in PRODUCTION_TASK)
        Y[t] >= W[PTI[i]][t] // Fuerza que Y[t]=1 si al menos un W[i][t]=1 en el periodo t
    forall (t in HORIZON)

```

```

Y[t] <= sum (i in PRODUCTION_TASK ) W[PTI[i]][t] ; // Fuerza que Y[t]=0 si todos los
W[i][t]=0 en el periodo t
// (evita introducir Y[t] en la función objetivo)

// Productos entregados al final del horizonte
// -----
forall (s in STATE)
    SF[s] == S[s][NumPeriodo] + sum(i in TASK : pf[i]>=1) (Ro0[i][s]*B[i][NumPeriodo-pob[i]])
-
    PC[s][NumPeriodo] + sum(i in TASK) UO[s][i][NumPeriodo] +
    IMPORT[s][NumPeriodo] - EXPORT[s][NumPeriodo] ;

// -----
// Consumo de productos por las tareas de producción
// -----
forall (s in STATE, i in TASK, t in HORIZON )
    UI[s][i][t] == sum(q in t-pf[i]+1..t:q>=1) ui[i][s]*B[i][q] ;

// Producción de productos por las tareas de producción (útil si existe integración
energética)
// -----
--
forall (s in STATE, i in TASK, t in HORIZON )
    UO[s][i][t] == sum(q in t-pf[i]+1..t:q>=1) uo[i][s]*B[i][q] ;

// Restricciones sobre las importaciones/exportaciones
// -----
forall (s in STATE, t in HORIZON )
    IMPORT[s][t] <= IMPmax[s] ;
forall (s in STATE, t in HORIZON )
    EXPORT[s][t] <= EXPmax[s] ;

// -----
// Toma en cuenta de la operación de marcha y paro
// -----
// Balance sobre las etapas
// -----
forall(r in STEP, t in HORIZON )
    R[r][t] == R[r][t-1] + sum(i in TASK : t-pf[i]>0) AIO[i][r]*W[i][t-pf[i]] -
    sum(i in TASK) AII[i][r]*W[i][t] ;

forall(r in STEP)
    R[r][0] == R0[r] ;

forall(r in STEP, t in HORIZON)
    R[r][t] <= Rmax[r] ;

// Función Objetivo
// -----

COSTE_OPI1 == sum(k in HORIZON)
(W[1][k]*Cop[1]+W[2][k]*Cop[2]+W[3][k]*Cop[3]+W[4][k]*Cop[4]+W[5][k]*Cop[5]);
COSTE_IMP1 == sum(t in HORIZON) (Cimp[1]*IMPORT[1][t]+ Cimp[2]*IMPORT[2][t]+
Cimp[3]*IMPORT[3][t]);
COSTE_ALMI1 == sum(e in 0..NumPeriodo) (h[1]*S[1][e]+h[2]*S[2][e]+h[2]*S[2][e]);
GANAN_ELECI1 == sum(h in HORIZON) B[22][h]*PE[h];

COSTE_OPI2 == sum( k in HORIZON)
(W[6][k]*Cop[6]+W[7][k]*Cop[7]+W[8][k]*Cop[8]+W[9][k]*Cop[9]+W[10][k]*Cop[10]);
COSTE_IMP2 == sum(t in HORIZON) (Cimp[7]*IMPORT[7][t]+ Cimp[8]*IMPORT[8][t]+
Cimp[9]*IMPORT[9][t]);
COSTE_ALMI2 == sum(e in 0..NumPeriodo) (h[7]*S[7][e]+h[8]*S[8][e]+h[9]*S[9][e]);
GANAN_ELECI2 == sum(h in HORIZON) B[24][h]*PE[h];

COSTE_OPURB == sum(k in HORIZON)
(W[11][k]*Cop[11]+W[12][k]*Cop[12]+W[13][k]*Cop[13]+W[14][k]*Cop[14]+W[15][k]*Cop[15]+W[16][k]*C
op[16]);
COSTE_IMPURB == sum(t in HORIZON) (Cimp[13]*IMPORT[13][t]+ Cimp[14]*IMPORT[14][t]+
Cimp[15]*IMPORT[15][t]);
COSTE_ALMURB == sum(e in 0..NumPeriodo) (h[13]*S[13][e]+h[14]*S[14][e]+h[15]*S[15][e]);
GANAN_ELECURB == sum(h in HORIZON) B[23][h]*PE[h];
COSTE_INT1URB == sum(h in HORIZON) B[16][h]*0.5 ;
COSTE_INT2URB == sum(h in HORIZON) B[15][h]*0.5;

```

```

COSTE_IND1 == COSTE_OPI1 + COSTE_IMPI1 + COSTE_ALMI1 - GANAN_ELECI1 + GANAN_INT1;
COSTE_IND2 == COSTE_OPI2 + COSTE_IMPI2 + COSTE_ALMI2 - GANAN_ELECI2 + GANAN_INT2;
COSTE_IND == COSTE_IND1 + COSTE_IND2 ;
COSTE_URBANO == COSTE_OPURB + COSTE_IMPURB + COSTE_ALMURB + COSTE_INT1URB + COSTE_INT2URB -
GANAN_ELECURB ;

COSTE == COSTE_IND + COSTE_URBANO;
}

// ===== //
// //
//          R E S U L T A D O S          //
// //
// ===== //

execute
{
    var cpt,i,t,s,j ;
    var Fichier ;

    // Salida de resultados en un fichero
    Fichier = new IloOplOutputFile();

    Fichier.open("Planning-S4.gnt");
    if (Fichier.isOpen)
    {
        // Cuenta el número de tarea (Tarea =(Operación, Máquina, Lote)
        cpt = 0 ;
        for (i=1 ; i<=NumTarea ; i++)
            for (t=1 ; t<=NumPeriodo ; t++ )
                if (W[i][t] == 1) cpt = cpt + 1 ;

        // Sección general
        Fichier.writeln ( "[GENERAL]" ) ;
        Fichier.writeln ( "Nombre = orden de unidad discontinua" ) ;
        Fichier.writeln ( "TipoProblema = AplSecOrden" ) ;
        Fichier.writeln ( "NumTarea = ", cpt ) ;
        Fichier.writeln ( "NumRecurso = ", NumCentral+NumSitioUrbano ) ;
        Fichier.writeln ( "NumEstadoMateria = ", NumEstado ) ;
        Fichier.writeln ( "Horizonte = ", NumPeriodo ) ;
        Fichier.writeln ( "NumEventPoint = ", NumPeriodo ) ;
        Fichier.writeln ( "NbrePeriode = ", NumPeriodo ) ;
        Fichier.writeln ( "NumCompanias = 1" ) ;
        Fichier.writeln ( "FechaFinDePlan = -1" ) ;
        Fichier.writeln ( " " ) ;

        // Salida de las características de las tareas
        cpt = 1 ;
        for (i=1 ; i<=NumTarea ; i++)
        {
            for (t=1 ; t<=NumPeriodo ; t++ )
            {
                if (W[i][t] == 1)
                {
                    Fichier.writeln("[TAREA ",cpt,"]" ) ;
                    Fichier.writeln("Nombre = T",i) ;
                    Fichier.writeln("FechaComienzoPronto = ",t-1 ) ;
                    Fichier.writeln("FechaComienzoTarde = 0" ) ;
                    Fichier.writeln("Duración = ", pf[i]) ;
                    for (j=1; j<=NumCentral+NumSitioUrbano; j++)
                    {
                        if (IJ[i][j] == 1)
                            Fichier.writeln("Recurso = ",j) ; // una tarea no existe mas que sobre
                    }
                    Fichier.writeln("Producto = ",NOp[i]) ;
                    Fichier.writeln("Lote = ", B[i][t]) ;
                    Fichier.writeln(" " ) ;
                    cpt = cpt+1 ;
                }
            }
        }

        // Salida de las características de los estados

```



```

for (s=1 ; s<=NumEstado ; s++)
{
    Fichier.writeln("[STATE ",s,"]");
    Fichier.writeln("nombre = STATE_",s);

    Fichier.writeln("time_0 = 0");
    Fichier.writeln("state_0 = ",S[s][0]);

    for (t=1 ; t<=NumPeriodo ; t++)
    {
        Fichier.writeln("time_",t," = ",t-1);
        Fichier.writeln("state_",t," = ",S[s][t]);
    }

    Fichier.writeln("time_",NumPeriodo+1," = ", NumPeriodo);
    Fichier.writeln("state_",NumPeriodo+1," = ",SF[s]);
}
Fichier.close();
}
}

```