

Plantas Térmicas para el Suministro Descentralizado de Calor y Electricidad a la Industria y a Zonas Urbanas

Jürgen Arbeitsbereich ¹

¹ Technische Universität Hamburg-Harburg, República Federal de Alemania

Resumen. Se presenta el concepto de la Cogeneración de Calor y Electricidad (CCE), enfocado hacia la tecnología de las Plantas Cogeneradoras de Fuerza y Calor con Motores de Combustión (PCFCMC). Se comparan las posibles fuentes de energía primaria tales como gas natural, petróleo, gas de clarificación, gas de basura, gas de carbón, biogas e hidrógeno con respecto a sus potenciales de utilización. Los balances de energía de diferentes sistemas de CCE son comparados con respecto al grado de aprovechamiento de la energía primaria y a la contaminación del medio ambiente mediante las emisiones de calor residual y de gases tóxicos. Los resultados muestran la ventaja energética del concepto de la CCE comparado con los sistemas convencionales de producción de calor en calderas descentrales y de generación exclusiva de electricidad en plantas térmicas centrales. La contaminación del medio ambiente con SO₂ y NO_x por PCFCMC también es menor que la producida por sistemas convencionales si se relacionan las emisiones con la energía total generada.

1. Introducción

La eficiencia total de plantas térmicas para la producción exclusiva de electricidad varía entre 30% y 40%. La mayor parte de la energía contenida en el combustible se pierde en forma de calor residual. La termodinámica de los ciclos de fuerza (de vapor o de gas) exige la transferencia del calor residual al medio ambiente.

El concepto de Cogeneración de Calor y Electricidad (CCE) consiste en el aprovechamiento simultáneo de la electricidad y del calor residual, donde este último se utiliza para calefacción y/o para procesos térmicos industriales. El circuito de enfriamiento (río o torre de enfriamiento) se substituye por el circuito de calefacción de los consumidores de calor.

Básicamente la CCE es factible en cualquier planta que convierta energía química o nuclear en calor. En zonas de suministros con gran número y densidad de consumidores de calor y electricidad se ofrece la instalación de una planta central para la CCE con base en el ciclo Clausius-Rankine (turbina de vapor) o en el ciclo Joule (turbina de gas).

En zonas con demanda de calor y electricidad reducidas los ciclos Clausius-Rankine y Joule no alcanzan rentabilidad, debido a la relación hiperbólica éntrelos costos de inversión por unidad de potencia instalada y la potencia instalada total. Una solución para este caso es la construcción de una Planta Cogeneradoras de Fuerza y Calor con Motores de Combustión (PCFCMC). El corazón de la PCFCMC es el motor de combustión estacionario que al producir la electricidad mediante un generador, simultáneamente entrega el calor residual contenido en los gases de escape, en el agua de enfriamiento y en el lubricante a un circuito de agua caliente.

En [1] se compara los flujos de energía para los tres principales conceptos de la producción de calor y electricidad (figura 1):

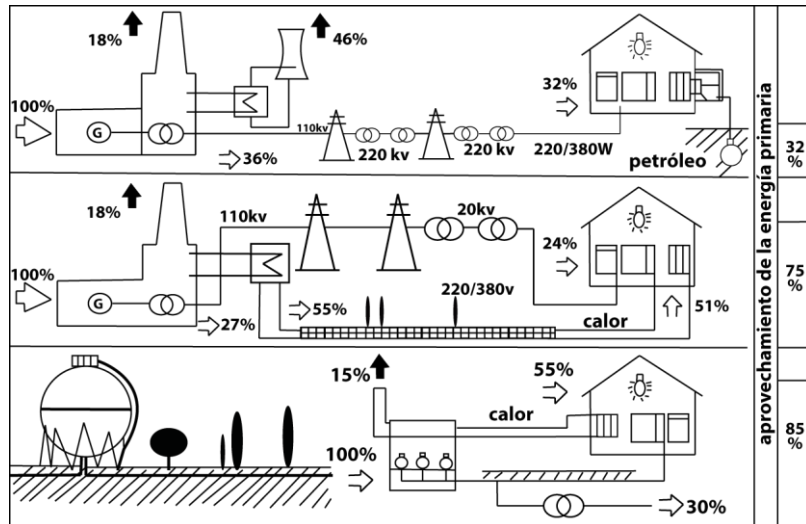


Fig. 1. Flujos de energía para los tres principales conceptos de la producción de calor y electricidad (los porcentajes son promedios anuales).

1. Calderas descentrales: Planta térmica (Clausius-Rankine) central sin CCE.
2. Planta térmica (Clausius-Rankine) central con CCE.
3. Planta térmica (PCFCMC) descentral con CCE.

En el caso de la planta térmica central sin CCE aproximadamente 36% de la energía primaria consumida es convertido en electricidad, 18% se pierde en los gases de escape, 46% es transferido al medio ambiente en forma de calor residual. Considerando pérdida de un 4% durante el transporte de la electricidad a largas distancias, el grado de aprovechamiento de la energía primaria llega solamente al 32%.

La planta térmica (Clausius-Rankine) central con CCE convierte 27% de la energía primaria en electricidad y hasta 55% en calor útil. Solamente 18% se disipa al medio ambiente. Considerando pérdidas de 3% durante el transporte de la electricidad y 4% en el transporte del calor, el consumidor recibe 24% en forma de calor útil. El grado de aprovechamiento de la energía primaria alcanza 75%.

Una PCFCMC permite al consumidor la utilización de 55% de la energía primaria en forma de calor útil y 30% en forma de electricidad generada. De esta manera 85% de la energía primaria es aprovechado.

La figura 2, muestra el esquema de una PCFCMC con motores de combustión. La planta consta básicamente con varias unidades motor-generator trabajando paralelamente según la demanda de calor o electricidad. Para la carga térmica de

punta se provee una caldera adicional conectada en serie con los intercambiadores de calor entre los gases de escape y el circuito de calefacción.

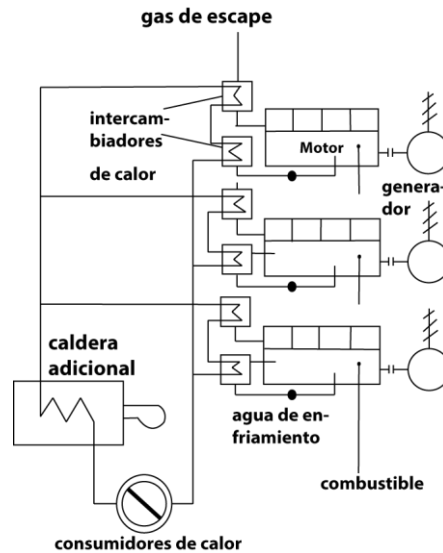


Fig. 2. Esquema de una Planta Cogeneradora de Fuerza y Calor con Motores de Combustión (PCFCMC).

2. Las Fuentes de Energía Primaria para Sistemas de PCFCMC

La combustión de petróleo, de gas natural y de gases licuados en motores PCFCMC es técnica probada y no requiere comentario. La mayoría de los demás gases también son aptos para el mismo objetivo. Los criterios más importantes para la evaluación de su aptitud son el número de metano, el poder calorífico, la emisión de gases tóxicos y la pureza del combustible.

El proceso de clarificación de aguas residuales mediante la actividad bacteriana produce un biogás cuya composición es de 60 a 70% de metano, 30 a 40% de CO₂ y hasta 1% de H₂S. Este último y los productos de su oxidación H₂SO₃ y H₂SO₄ son corrosivos. Generalmente una desulfuración de los gases de escape es obligatoria.

Un gas con características similares al gas de clarificación es el gas de los depósitos de basura. Pero su contenido de metano es frecuentemente inferior debido a la presencia de un 10 a 15% Vol. de nitrógeno, circunstancia que tiende a retardar la combustión en motores.

La gasificación del carbón produce un gas sintético con 50 a 55% Vol. hidrógeno, que medio siglo atrás tenía importancia como combustible para motores de gas en varios países industrializados. Después de 1973 el desarrollo de tecnologías modernas para la gasificación se aceleró con el objetivo de conseguir gases con una pureza similar a la del gas natural.

En las minas de carbón se extrae el gas de minas para eliminar el metano del aire ambiental de los trabajadores. El gas de minas es una mezcla de metano (40 a 45%

Vol.), aire y otros gases en menor concentración. es un combustible sin problemas, pero su producción es discontinua.

El biogás se gana mediante procesos químico-térmicos de los desechos de la agricultura, ganadería y silvicultura. La composición de un biogás depende mucho de los ingredientes del proceso de producción. Los componentes combustibles que normalmente se obtiene son 20 a 30% (Vol.) CO, 15 a 20% H₂ y algo de metano. La parte restante se pone de CO₂, N₂ y O₂ lo cual reduce el poder calorífico considerablemente. Por esta razón la utilización de biogás en motores de gas requiere la sobrealimentación de estos. Además el biogás contiene polvo que hay que extraer con filtros antes de su inyección en el motor.

El hidrógeno sería un combustible excelente por la limpieza de los productos de su combustión. Solamente una cierta cantidad de N_x se genera durante su reacción con el aire. Pero la producción del hidrógeno mediante la electrólisis, del agua no es económica hasta la fecha. Existen proyectos de investigación para el uso de la radiación solar como energía primaria de la electrólisis.

En la tabla 1 se compara el gas natural con los gases mencionados con respecto a su aptitud como combustibles en motores de gas.

Tabla 1. Comparación de las características de gases combustibles.

Denominación	Número metano	Poder calorífico MJ/m ³	Emisión toxica	Pureza	Aptitud
Gas natural	70 a 100	47,3	NO _x	Buena	Buena
Gas de clarificación	120 a 135	23	SO ₂ NO _x	Buena	Satisf.
Gas de basura	130 a 150	20	SO ₂ NO _x	Satisf.	Satisf.
Gas de carbón	30 a 40	18	SO ₂ NO _x	Satisf.	Satisf.
Gas de minas	100 a 120	15	NO _x	Satisf.	Satisf.
Biogás	>100	6	varios	Mala	Limitada
Hidrógeno	0	11,5	NO _x	Buena	Buena

3. El Balance de Energía

Dos valores característicos determinan la evaluación energética de los procesos de la cogeneración: la eficiencia de la producción de electricidad y el nivel de temperatura con el cual el calor residual se trasfiere a su consumidor. El nivel de temperatura determina la capacidad del calor disponible para la ejecución de trabajo, que se expresa por la fracción de la energía

$$e = \frac{E}{Q} = 1 - \frac{T_a}{T_c} \quad (1)$$

Con E = flujo de exergía, Q = flujo de calor, T_c = nivel de temperatura de flujo de calor (Kelvin), T_a = nivel de temperatura del medio ambiente (Kelvin).

En la planta térmica central para la producción exclusiva de electricidad se procura condensar el vapor saliente de la(s) turbina(s) a la temperatura mínima alcanzable por el sistema de enfriamiento (p.ej. 33°C). Si la temperatura del medio ambiente es 20°C

la fracción de la exergía dentro del calor residual es de solo $e = 0,043$. La utilización de este calor residual requiere el empleo de una bomba de calor.

Las plantas térmicas centrales para la cogeneración de calor y electricidad se diseñan de tal manera que el vapor residual tenga un estado térmico suficiente elevado para alcanzar temperaturas hasta de 180°C en el circuito de calefacción. La terminación prematura de la expansión en la(s) turbina(s) reduce la producción de la electricidad.

La diferencia entre las temperaturas de entrada y salida de la red de calefacción es aproximadamente proporcional a la demanda de calor. Por esto la relación:

$$\text{REC} = \frac{\text{entrega de electricidad}}{\text{entrega de calor}} \quad (2)$$

Es función de la demanda de calor como muestra la figura 3.

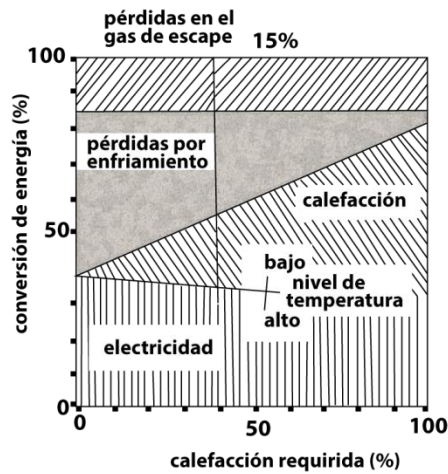


Fig. 3. Balance de energía de una planta térmica con CCE en función de la calefacción requerida.

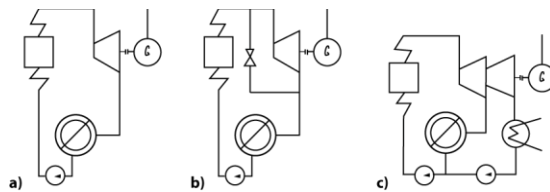


Fig.4. Esquemas para la cogeneración de calor y electricidad:

- a) demandas térmicas y eléctricas balanceadas
- b) demanda térmicas predominante
- c) demanda eléctrica predominante

La figura 4, contiene tres esquemas de plantas térmicas con CCE para diferentes relaciones entre las demandas de electricidad y calor. Normalmente el diseño del proceso térmico se orienta a satisfacer la demanda térmica con respecto a la cantidad

y al nivel de temperatura. Discrepancia de poca duración entre el valor REC momentáneo y el diseño se pueden compensar mediante acumuladores adicionales de calor integrados en el circuito de calefacción o calderas de petróleo o gas adicionales para cubrir la carga térmica de punta. La compensación de oscilaciones de la demanda eléctrica requiere la conexión a la red pública de electricidad.

La figura 5, es el diagrama Sankey de una PCFCMC con motores de gas, en el cual se indican las fracciones de la energía primaria invertida y las diferentes formas de utilización. La evaluación exergética de los dos flujos de calor útil resulta en los valores.

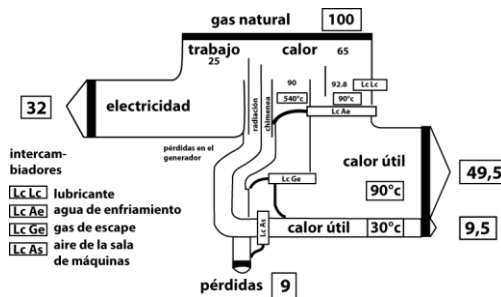


Fig. 5. Balance de energía para una PCFCMC con motores de gas natural.

Calor útil a nivel de 90°C: $e = 0,19 [-]$

Calor útil a nivel de 30°C: $e = 0,03 [-]$

El segundo flujo de calor procedente de la radiación térmica del motor es despreciable debido a su bajo nivel de temperatura.

4. Comparación Energética de Sistemas de CCE

La relación entre las demandas de calor y electricidad depende de la estructura habitacional e industrial de la zona de abastecimiento, que varía en un caso a otro. Pero el valor $REC = \frac{1}{2}$ es frecuente y puede servir como base para la siguiente comparación de sistemas. Otra suposición requerida para tal objetivo es la distribución de la demanda a lo largo del año. Generalmente se determinan valores de hora en hora de las dos variables y se grafican de manera ordenada en [1] y en la figura 6, para el caso de la demanda térmica.

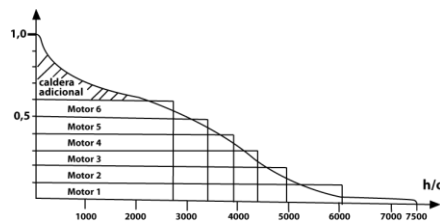


Fig. 6. Diagrama ordenado de la demanda de calor y horas de operación para los componentes de una PCFCMC.

La demanda máxima ocurre solamente durante pocas horas por año, y por eso la potencia máxima de los motores aislados se limita a 60% de la demanda térmica máxima. Para la carga de punta se provee una caldera adicional. El efecto de esta manera bivalente de operación de la planta se podrá notar p.ej. en la fig.9 que considera tanto una caldera adicional como la operación de las plantas térmicas con CCE y sin CCE alternativamente.

En [1] se calcula los balances de energía ilustrados en las figuras 7 hasta 13. Los resultados son las fracciones de la energía primaria requerida (Q = calor, E = electricidad) y de las pérdidas de energía (Q_p).

La figura 7, muestra un sistema eficiente con respecto al aprovechamiento de la energía primaria: la producción de la electricidad en una planta central sin CCE y la conversión directa de la electricidad en calor en el lugar del consumo. Para las 100 unidades de energía útil se necesitan 300 unidades de energía primaria.

El sistema más frecuente en el presente se estudia en la figura 8. El calor se produce descentralmente en calderas de petróleo o gas y la electricidad se obtiene de una planta térmica central sin CCE. Las pérdidas se deben al transporte de la electricidad a larga distancia y a la operación discontinua de las calderas durante las temporadas templadas. Para las 100 unidades útiles se requieren 204 unidades primarias.

La figura 9, indica el sistema de la CCE en una planta central operando de una manera bivalente con una caldera central adicional. El valor REC de la planta con CCE varía entre 0,71 (demanda eléctrica dominante) y 0,53 (demanda térmica dominante). La eficiencia de la caldera se supone mayor que para el sistema de la figura 7, porque esta caldera casi nunca trabaja durante las temporadas templadas. Para las 100 unidades útiles se requieren 166 unidades primarias.

En la figura 10, se combina la planta térmica central sin CCE con bombas eléctricas de calor descentrales para la carga térmica de punta. Como fuente de calor de las bombas sirve el aire del medio ambiente. Para el coeficiente de realización de las bombas de calor se supone el valor de 3,5. En este caso la mayor parte del calor útil es entregado con temperaturas bajo 60°C. Por lo tanto las superficies de transmisión de calor de los equipos consumidores se tienen que aumentar. Para las 100 unidades útiles este sistema exige 162,5 unidades primarias.

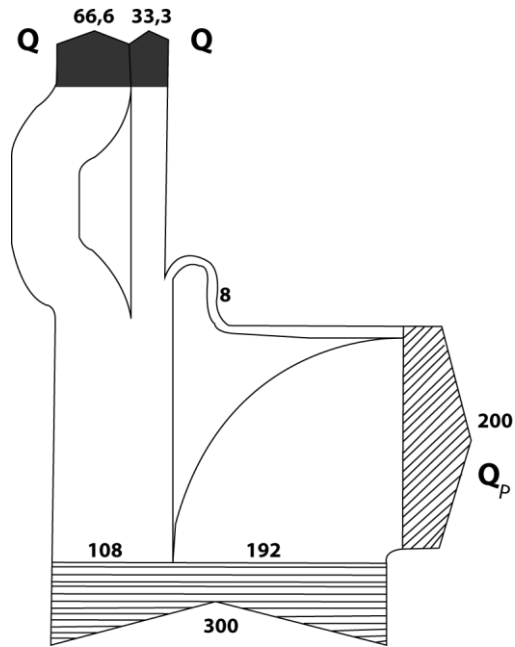


Fig. 7. Balance de energía: planta central sin CCE, y conversión directa de la electricidad a calor

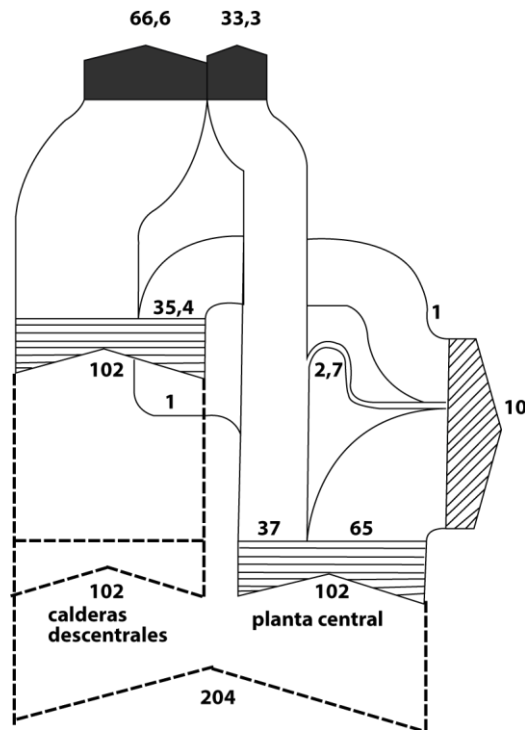


Fig.8. Balance de energía: caldera descentrales para calor y planta central sin CCE para electricidad

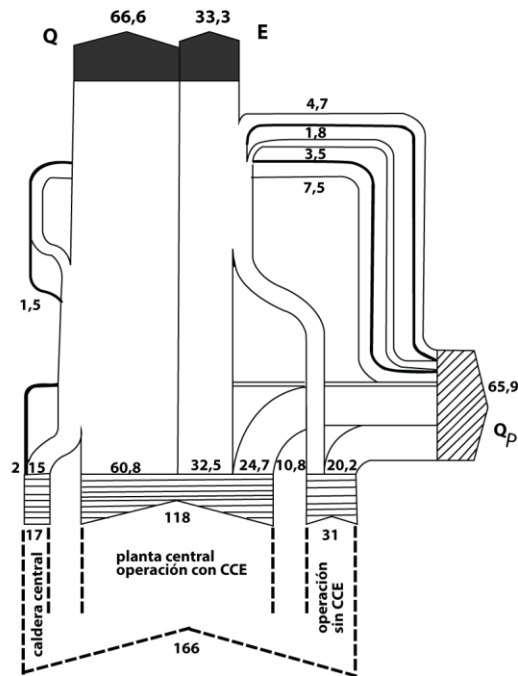


Fig. 9. Balance de energía: planta central con CCE central adicional.

La próxima alternativa, figura 11, sustituye la bomba eléctrica de calor por una con motor de combustión de gas o diesel. Se supone el mismo coeficiente de realización de 3,5 para la bomba de calor utilizando la misma fuente de calor ambiental. El uso de los motores de combustión permite el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape con temperaturas de 90°C o más. Para las 100 unidades útiles se consume 152 unidades primarias.

La PCFCMC pueden trabajar con diversos tipos de motores de combustión: p.ej. con motores de gas con el ciclo Otto (REC = 0,55) o con motores diesel (REC = 0,70). Esta diferencia entre los valores REC conduce a diferentes resultados en el balance energético. La figura 12, presenta los valores para el caso con motores de gas (ciclo Otto). Como la producción eléctrica no es suficiente para satisfacer la demanda supuesta, se compra una fracción pequeña de red pública. A diferencia de los sistemas con bombas de calor la PCFCMC es capaz de entregar todo el calor con una temperatura de 90°C. Para las 100 unidades útiles la PCFCMC requiere solamente 122 unidades primarias.

El último sistema discutido aquí fig.13, utiliza la ventaja del motor diesel con respecto al valor REC. Se obtiene un pequeño exceso de la producción eléctrica sobre la demanda supuesta. Este puede gastarse para mover una bomba eléctrica de calor, produciendo 7,9 de las unidades de calor requerido (en un nivel de temperatura inferior a 60°C). Con solamente 109 unidades primarias consumidas para 100 unidades útiles de energía este sistema es el mejor entre los analizados con respecto al grado de aprovechamiento de la energía primaria.

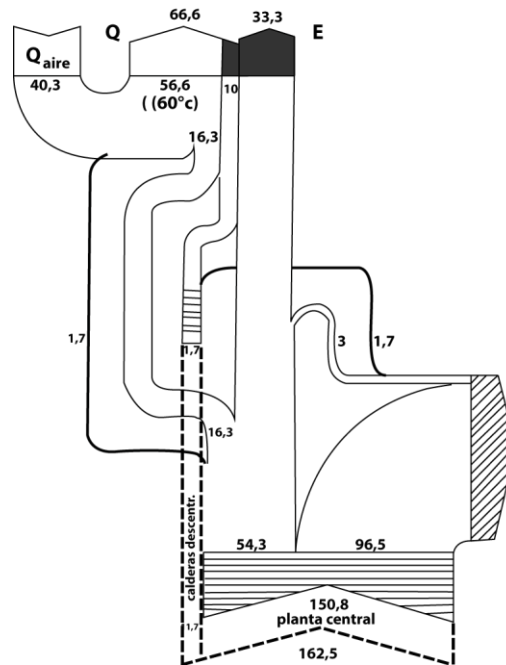


Fig. 10. Balance de energía: planta central sin CCE con bombas de calor descentrales y con calderas descentrales para carga térmica de punto.

5. Consideraciones Económicas

Una condición determinante para la rentabilidad de plantas Cogeneradoras centrales es la alta densidad de consumidores de calor y electricidad requerida para justificar las inmensas inversiones de capital de las redes de calefacción a larga distancia.

El sistema de la PCFCMC permite la instalación de pequeñas unidades en los centros de consumo de calor evitando así la inversión en la red de calefacción subterránea. Pischinger /2/ compara las fracciones de las inversiones restantes para la PCFCMC en la figura 14. La mayor parte corresponde a los motores y al equipo adicional para la reducción de las emisiones de gases tóxicos. También son importantes las fracciones para la edificación de la planta y para el generador de electricidad. La fracción para el equipo de control automático es relativamente considerable por que los cambios del clima exterior así como la demanda eléctrica obligan a reajustar continuamente la operación de los componentes de la maquinaria.

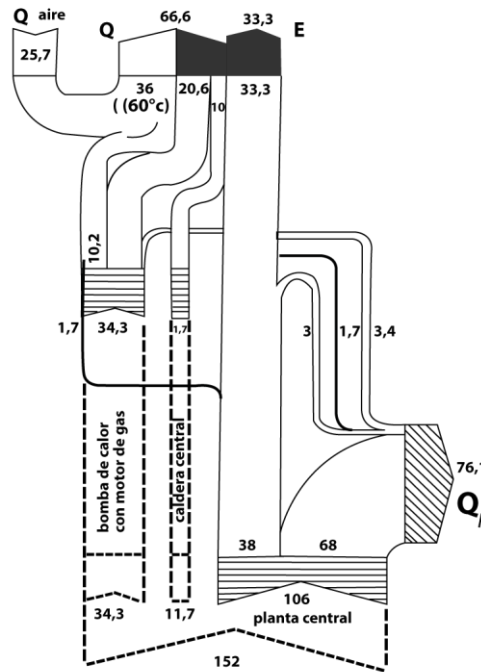


Fig.11. Balance de energía: planta central sin CCE con bomba de calor central y caldera adicional central para carga térmica de punta.

Uno de los antecedentes indispensables para el diseño económico de una PCFCMC es el conocimiento de la distribución temporal de las demandas de la zona consumidora. Una primera aproximación ofrece el cálculo según el diagrama ordenado de la demanda, fig.6. pero este método no considera el efecto de cambios súbitos de la demanda y tampoco permite el cálculo de la capacidad requerida de acumuladores térmicos para compensar paralizaciones de consumo.

Por eso la evaluación del transcurso de las condiciones de operación durante las 24 horas del día es más fiable. Un ejemplo para la aplicación de este método presenta Schmidt /4/ en la figura 15. Dependiendo de la exactitud requerida de cálculo se define cierto número de días característicos para el periodo de un año de operación y se multiplican los valores clasificados de demanda por la frecuencia de su ocurrencia para finalmente llegar a un balance energético y económico total.

6. Emisiones

Una PCFCMC siempre se instala en el centro de la zona de los consumidores de calor y electricidad. Por eso es importante el control de las emisiones de ruido y gases tóxicos. El ruido no presenta dificultades si el edificio de la planta se construye de una manera adecuada. Con respecto a los gases de escape la provisión de equipos para la reducción de la concentración de SO_2 y NO_x es indispensable. Aprovechando el

desarrollo acelerado de catalizadores en la industria automotriz, los fabricantes de motores llegaron simultáneamente a soluciones satisfactorias para las PCFCMC, especialmente aquellas con motores de gas.

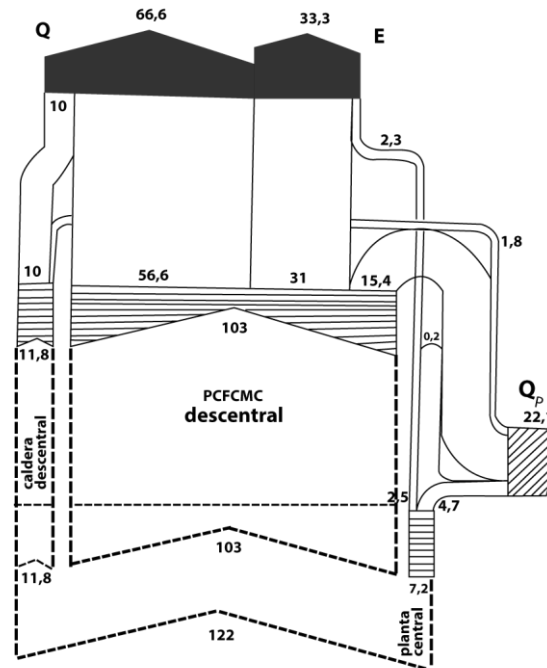


Fig.12. Balance de energía: Planta cogeneradora de fuerza y calor con motores de combustión (ciclo Otto). Calderas adicionales descentrales y electricidad adicional de la red pública.

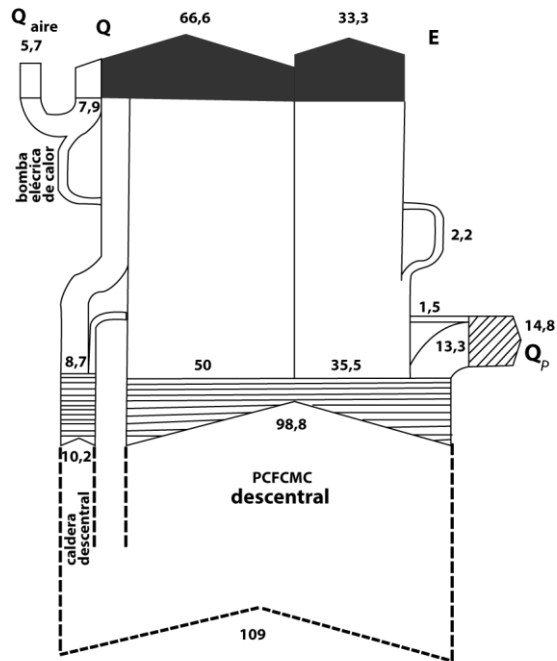


Fig.13. Balance de energía: Planta cogeneradora de fuerza y calor con motores de combustión (ciclo Diesel). Calderas adicionales descentrales y bombas de calor descentrales.

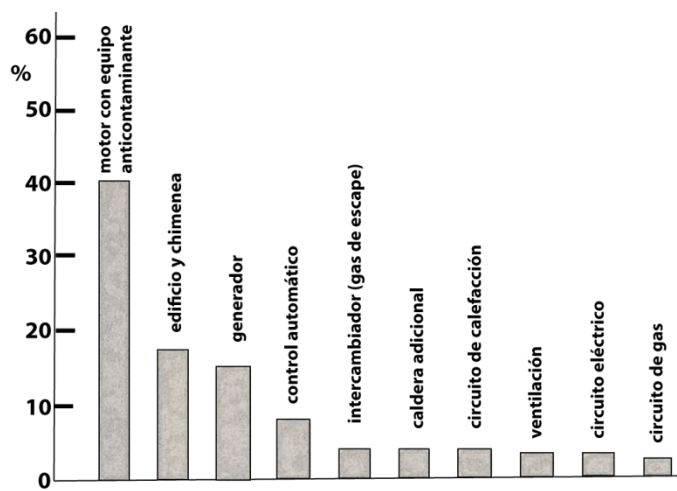


Fig.14. Costo relativo de inversión de los componentes de una PCFCMC a gas.

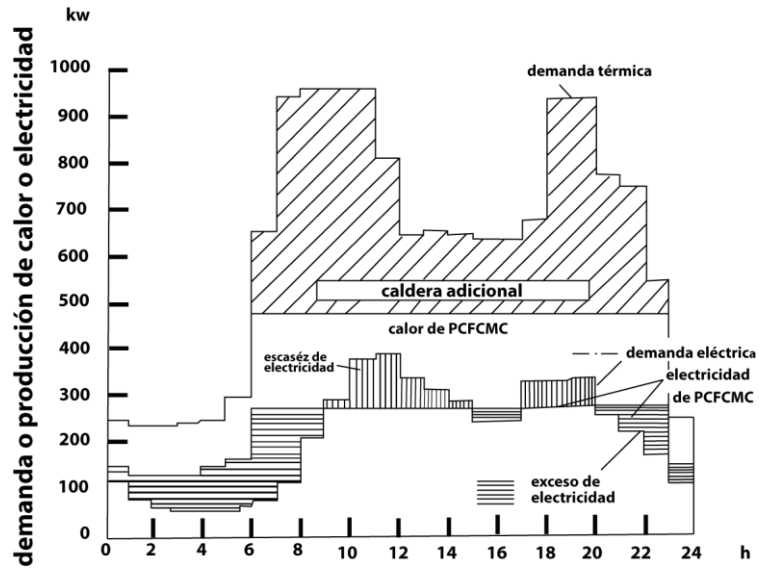


Fig.15. Ejemplo del balance diario de calor y electricidad para una PCFCMC.

Como ejemplo para el efecto de las medidas contra la contaminación Pischinger /2/ compara las emisiones de SO₂ y NO_x por unidad de energía útil producida por os tres sistemas siguientes (figura 16):

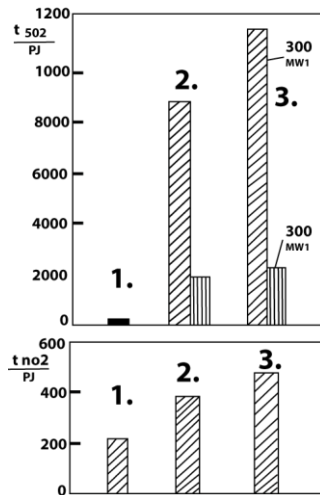


Fig.16. Emisiones específicas causadas por la generación de electricidad (35%) y calor (65%) en diferentes sistemas.

- 1-PCFCMC a gas natural
- 2-Planta central (sin CCE) a carbón y calderas descentrales a gas natural

3-planta central (sin CCE), planta central (con CCE), ambas a carbón

De igual manera que para la comparación energética anterior de sistemas se supone la relación $\frac{1}{2}$ entre la generación de electricidad y calor.

7. Conclusiones

La comparación energética de sistemas factibles para la producción de calor y electricidad demuestra que la cogeneración en todo caso es más ventajosa que el sistema tradicional de la producción eléctrica central con generación de calor descentral. El número de la densidad de los consumidores de energía así como los combustibles disponibles y la infraestructura de la zona de suministros son condiciones determinantes para la decisión entre una planta térmica central con CCE o el sistema de la PCFCMC.

A pesar de que actualmente el gas natural es el combustible preferido para las PCFCMC, las perspectivas para la aplicación de esta tecnología en zonas sin acceso a fuentes considerables de gas natural son atractivas debido a las posibilidades de utilizar el gas de clarificación, la gasificación de carbón o (en un futuro más lejano) el hidrogeno producido por la energía solar en desiertos con alta irradiación.

Referencias

1. Hein, K.: "Blockheizkraftwerke, Dezentral Wärmekraftkopplung". Karlsruhe, Verlag C.F. Müller. 1980
2. Pischinger, F.: "Die Entwicklung der BHKW-Technik". VDI-Berichte 630, pp 1-13 (1987), VDI- Verlag
3. Recknagel, H.: Sprenger, E.: Hönnmann, W.: "Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik". München, R. Oldenbourg Verlag 1987
4. Schmidt, P. C.: "Planung und Ausführung von BHKW-Projekten Erfahrungen, Fehler, Konsequenzen für neue Vorhaben". VDI-Berichte 630, pp 15-31 (1987), VDI-Verlag.
5. Nota: Conferencia dictada en el marco de la IV Semana de la Energía realizada en agosto de 1988 y organizada por la Universidad de la Frontera Temuco, Chile.