

Proyecto Fin de Carrera

Optimización de sistemas de calefacción solar de distrito con acumulación estacional e integración de bomba de calor y cogeneración

Autor

Jorge Costa Sorolla

Director

Miguel Ángel Lozano Serrano

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)
Año 2013

ANEXO A: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA SOLAR CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

1. Descripción del modelo

El modelo de optimización se divide en dos modelos bien diferenciados: submodelo físico y económico.

El submodelo físico está basado en el método simple planteado por Guadalfajara (2013). Guadalfajara propone un método simple que permite evaluar el potencial de los sistemas de calefacción solar de distrito con acumulación estacional, estimando el funcionamiento de dichos sistemas con información simple pero teniendo en cuenta las características climáticas y de demanda propias de cada ubicación.

La producción del campo de captadores se calcula simulando su operación hora a hora a lo largo de un día tipo representativo del mes, con los valores de radiación horaria, temperatura horaria y temperatura del acumulador al comienzo del mes. La carga y descarga mensual del acumulador así como las necesidades de calor auxiliar se calculan por balance del sistema que cubre una demanda definida. Se supone que el acumulador estacional es un tanque de mezcla completa; es decir, mantiene una temperatura uniforme sin estratificación. La temperatura del tanque, al principio de un mes, se considera constante a lo largo del mismo, a efecto del cálculo de las pérdidas de calor del acumulador y de la eficiencia del campo de captadores. El balance mensual permite calcular la temperatura del tanque al finalizar el mes y sirve como temperatura inicial del tanque del mes siguiente.

El sistema incluye un acumulador estacional que es capaz de almacenar el calor solar captado en verano para su consumo en invierno, salvo ciertas pérdidas de calor. La operación mensual del acumulador presenta dos modos diferentes a lo largo del año: carga y descarga. Cuando la captación solar supera a la demanda el acumulador opera en modo de carga. En caso contrario, es decir, cuando la demanda supera a la captación solar, el acumulador opera en modo de descarga. El acumulador tiene unos límites de funcionamiento marcados por las temperaturas mínima y máxima que puede alcanzar. No puede ser descargado por debajo de la temperatura mínima y cuando se alcanza este límite una fuente auxiliar aporta el calor necesario para terminar de cubrir la demanda. El acumulador tampoco puede ser cargado por encima de la temperatura máxima. En este caso el modelo calcula la cantidad de calor captado que no ha podido ser consumido ni acumulado, y que se considera por tanto desperdiciado.

Para facilitar la evaluación en distintas ciudades, el modelo utiliza datos climáticos y de demanda sencillos, pero representativos de la zona climática y de las necesidades de la demanda: temperatura, radiación, demanda anual, etc.

Como criterios de diseño más importantes se utilizan las dos ratios siguientes:

$$RAD = \frac{\text{Área de captación [m}^2\text{]}}{\text{Demanda anual de calor [MWh/año]}}$$

$$RVA = \frac{\text{Volumen de acumulación [m}^3\text{]}}{\text{Área de captación [m}^2\text{]}}$$

La descripción del modelo que sigue a continuación incluye los resultados correspondientes a un caso base planteado a modo de ejemplo con el fin mostrar los datos que precisa el modelo, así como, los resultados que se obtienen.

1.1. Datos

Los datos que utiliza el modelo, excluyendo los datos propios del sistema, pueden clasificarse en:

- 1) Datos de localización
 - a. Latitud
- 2) Datos climáticos
 - a. Temperatura media mensual del aire (T_m)
 - b. Media mensual de la temperatura máxima diaria del aire (T_{max})
 - c. Media mensual de la temperatura mínima diaria del aire (T_{min})
 - d. Temperatura media mensual del agua de red (T_{red})
 - e. Media mensual de la radiación global diaria sobre superficie horizontal (H)
- 3) Datos de demanda
 - a. Número de viviendas
 - b. Superficie por vivienda
 - c. Demanda de referencia para calefacción
 - d. Demanda de referencia para ACS

Los datos referentes al caso base planteado se resumen en las Tablas A.1, A.2 y A.3.

Ciudad	Zaragoza
Latitud	$\phi = 41,6^\circ$

Tabla A.1 - Datos de localización del caso base

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
$T_m (^{\circ}C)$ (AEMET, 2001)	6,4	8,4	10,9	13	17,2	21,3	24,5	24,4	20,7	15,5	10	7,1
$T_{max} (^{\circ}C)$ (AEMET, 2001)	10,3	13,3	16,6	18,7	23,2	27,7	31,5	31	26,7	20,7	14,3	10,7
$T_{min} (^{\circ}C)$ (AEMET, 2001)	2,4	3,5	5,2	7,4	11,2	14,3	17,5	17,8	14,7	10,3	5,8	3,5
$T_{red} (^{\circ}C)$ (UNE 94002)	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8
$H (MJ/día \cdot m^2)$ (UNE 94003)	6,4	9,8	13,8	17,4	21,5	23,8	25,3	22,5	16,5	11,6	7,5	5,7

Tabla A.2 - Datos climáticos del caso base

Número de viviendas	$N_{viv} = 1000 \text{ viviendas}$
Superficie por vivienda	$S_{viv} = 100 m^2/vivienda$
Demanda de referencia calefacción (IDAE, 2009)	$Q_{cal,ref} = 40,6 kWh/m^2 \cdot año$
Demanda de referencia ACS (IDAE, 2009)	$Q_{ACS,ref} = 12,9 kWh/m^2 \cdot año$

Tabla A.3 - Datos de demanda del caso base

1.2. Temperatura ambiente

Los datos necesarios para calcular la temperatura ambiente hora a hora a lo largo de un día representativo del mes son:

- Temperatura media mensual del aire: $T_m[m]$
- Media mensual de la temperatura máxima diaria del aire: $T_{max}[m]$
- Media mensual de la temperatura mínima diaria del aire: $T_{min}[m]$

La temperatura ambiente horaria a lo largo del día representativo del mes, $T_{amb}[m, h]$ en °C, se calcula mediante el Método de Erbs (Erbs et al, 1983 y Erbs, 1984):

$$T_{amb}[m, h] = T_m[m] + A[m] \cdot \left(\sum_{k=1}^4 a_k \cos(k \cdot \tau[h] - b_k) \right)$$

Donde $T_m[m]$ es la temperatura media mensual del aire y $A[m]$ corresponde a la amplitud de temperaturas en °C:

$$A[m] = T_{max}[m] - T_{min}[m]$$

La variable $\tau[h]$ representa la hora angular del día en *rad* para la que se quiere calcular la temperatura y viene determinada por la hora solar, representada por la variable $\theta[h]$ ($\theta = 12$ en mediodía solar):

$$\tau[h] = \frac{2\pi(\theta[h] - 1)}{24}$$

En la Tabla A.4 se muestran los coeficientes de ajuste obtenidos por Cannistraro et al. (1995) a partir de datos para 29 ciudades europeas. En su artículo puede verse que la ecuación de ajuste produce buenos resultados con cualquiera de los juegos de coeficientes de ajuste en localidades del centro y del sur de Europa.

k	1	2	3	4
a_k	0,3454	0,0732	0,0079	0,0057
b_k	3,727	0,432	1,337	3,453

Tabla A.4 – Coeficientes de ajuste distribución de temperatura (Cannistraro, 1995)

A partir de los datos de temperatura media mensual ($T_m[m]$, $T_{max}[m]$ y $T_{min}[m]$) dados en la Tabla A.2 para el caso base, se ha calculado según el método de Erbs la temperatura horaria a lo largo de un día representativo para cada mes del año, $T_{amb}[m, h]$ en °C, la cual se muestra en la Tabla A.5.

1.3. Demanda

La demanda total que debe atender el sistema cada mes, $Q_d[m]$ en *MWh/mes*, es la suma de las demandas mensuales de ACS y calefacción, $Q_{ACS}[m]$ y $Q_{cal}[m]$ respectivamente:

$$Q_d[m] = Q_{ACS}[m] + Q_{cal}[m]$$

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	4,4	6,0	8,1	10,2	14,2	18,0	21,0	21,1	17,7	12,9	7,9	5,3
2	4,0	5,5	7,5	9,6	13,6	17,3	20,3	20,4	17,1	12,4	7,5	4,9
3	3,7	5,0	7,0	9,1	13,0	16,7	19,7	19,8	16,5	11,9	7,1	4,6
4	3,3	4,6	6,5	8,6	12,5	16,1	19,0	19,2	16,0	11,4	6,7	4,3
5	3,0	4,2	6,0	8,1	12,0	15,5	18,5	18,7	15,5	11,0	6,3	4,0
6	2,8	4,0	5,7	7,9	11,8	15,2	18,1	18,4	15,3	10,8	6,1	3,8
7	3,0	4,1	5,9	8,1	12,0	15,5	18,4	18,7	15,5	11,0	6,3	4,0
8	3,6	4,9	6,9	9,0	13,0	16,6	19,5	19,7	16,5	11,8	7,0	4,6
9	4,7	6,3	8,5	10,6	14,6	18,5	21,5	21,6	18,1	13,3	8,2	5,6
10	6,1	8,0	10,5	12,6	16,7	20,8	24,0	23,9	20,2	15,1	9,7	6,8
11	7,5	9,7	12,4	14,5	18,8	23,1	26,4	26,2	22,3	16,9	11,2	8,1
12	8,6	11,2	14,1	16,2	20,6	25,1	28,4	28,1	24,1	18,4	12,4	9,1
13	9,5	12,2	15,3	17,4	21,9	26,5	30,0	29,5	25,4	19,6	13,3	9,9
14	10,1	13,0	16,2	18,3	22,8	27,6	31,1	30,6	26,3	20,4	14,0	10,5
15	10,5	13,4	16,8	18,8	23,4	28,2	31,7	31,2	26,9	20,9	14,4	10,8
16	10,5	13,5	16,9	18,9	23,5	28,3	31,8	31,3	27,0	20,9	14,4	10,9
17	10,2	13,1	16,3	18,4	22,9	27,7	31,2	30,7	26,4	20,5	14,1	10,5
18	9,4	12,2	15,3	17,3	21,8	26,4	29,9	29,5	25,3	19,5	13,3	9,9
19	8,4	10,9	13,8	15,9	20,3	24,8	28,1	27,8	23,8	18,2	12,2	9,0
20	7,4	9,7	12,4	14,5	18,8	23,0	26,3	26,1	22,3	16,9	11,1	8,0
21	6,6	8,6	11,2	13,3	17,5	21,6	24,8	24,7	21,0	15,7	10,2	7,3
22	5,9	7,8	10,2	12,3	16,5	20,5	23,7	23,6	20,0	14,9	9,5	6,7
23	5,4	7,1	9,4	11,6	15,7	19,6	22,7	22,7	19,2	14,2	8,9	6,2
24	4,9	6,5	8,7	10,9	14,9	18,8	21,8	21,9	18,4	13,5	8,4	5,7

Tabla A.5 - Temperatura horaria a lo largo de los días representativos de cada mes para el caso base

Del mismo modo, la demanda anual que debe atender el sistema, $Q_{d,anual}$ en $MWh/año$, es la suma de las demandas anuales de ACS y calefacción, $Q_{ACS,anual}$ y $Q_{cal,anual}$:

$$Q_{d,anual} = Q_{ACS,anual} + Q_{cal,anual}$$

Las demandas mensuales $Q_{ACS}[m]$ y $Q_{cal}[m]$ se calculan a partir de las demandas anuales $Q_{ACS,anual}$ y $Q_{cal,anual}$ mediante el método de los grados día.

Para el cálculo de la demanda mensual de ACS, $Q_{ACS}[m]$, son necesarios los siguientes datos:

- Número de viviendas: N_{viv}
- Superficie de cada vivienda: S_{viv}
- Demanda anual de referencia para ACS: $Q_{ACS,ref}$
- Temperatura media mensual del agua de red: $T_{red}[m]$
- Temperatura base de ACS: $T_{base,ACS} = 50\text{ }^{\circ}C$

La demanda anual ACS, $Q_{ACS,anual}$ en $MWh/año$, se calcula según la expresión siguiente:

$$Q_{ACS,anual} = N_{viv} \cdot S_{viv} \cdot Q_{ACS,ref} \cdot 10^{-3}$$

Conocida la demanda anual de ACS, esta puede distribuirse a lo largo del año en función de los grados día de cada mes en una base determinada ($T_{base,ACS}$).

Los grados día de ACS de cada mes, $GD_{ACS}[m]$, se obtienen mediante la siguiente expresión:

$$GD_{ACS}[m] = (T_{base,ACS} - T_{red}[m]) \cdot NumDias[m]$$

Por tanto, la demanda mensual de ACS en MWh/mes será:

$$Q_{ACS}[m] = Q_{ACS,anual} \cdot \frac{GD_{ACS}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{ACS}[m]}$$

Para el caso base definido se tiene una demanda anual de ACS $Q_{ACS,anual} = 1290 MWh/año$.

Los resultados correspondientes a los grados día y a la demanda mensual de ACS para el caso base se muestran en la Tabla A.6.

	$GD_{ACS} (^{\circ}C \cdot día)$	$Q_{ACS}(MWh/mes)$
Ene	1302	125,3
Feb	1148	110,5
Mar	1240	119,3
Abr	1140	109,7
May	1085	104,4
Jun	990	95,3
Jul	930	89,5
Ago	961	92,5
Sep	990	95,3
Oct	1116	107,4
Nov	1200	115,5
Dic	1302	125,3

Tabla A.6 - Grados día y demanda de ACS mensuales para el caso base

Para el cálculo de la demanda mensual de calefacción, $Q_{cal}[m]$, son necesarios los siguientes datos:

- Número de viviendas: N_{viv}
- Superficie de cada vivienda: S_{viv}
- Demanda anual de referencia para calefacción: $Q_{cal,ref}$
- Temperatura horaria a lo largo de un día representativo del mes: $T_{amb}[m, h]$
- Temperatura base de calefacción: $T_{base,cal} = 15 ^{\circ}C$

Al igual que la demanda mensual de ACS, la demanda mensual de calefacción se obtiene distribuyendo la demanda anual en función de los grados día de cada mes.

La demanda anual calefacción, $Q_{cal,anual}$ en $MWh/año$, se calcula según la expresión siguiente:

$$Q_{cal,anual} = N_{viv} \cdot S_{viv} \cdot Q_{cal,ref} \cdot 10^{-3}$$

Los grados día de calefacción se obtienen a partir de la temperatura horaria del aire obtenida mediante el Método de Erbs ($T_{amb}[m, h]$) según la expresión:

$$GD_{cal}[m] = \left(\sum_{h=1}^{24} \text{Máx}(T_{base,cal} - T_{amb}[m, h]; 0) \right) \cdot \frac{NumDias[m]}{24}$$

Sin embargo, para evitar que el sistema funcione en meses en los que el consumo es muy bajo, se ha introducido un filtro por el cual si el valor $GD_{cal}[m]$ del mes es inferior al número de días del mes, el consumo de calefacción se considera nulo.

$$GD_{cal}'[m] = GD_{cal}[m] \text{ si } GD_{cal}[m] \geq NumDias[m]$$

$$GD_{cal}'[m] = 0 \text{ si } GD_{cal}[m] < NumDias[m]$$

Por tanto, la demanda mensual de calefacción en MWh/mes será:

$$Q_{cal}[m] = Q_{cal,anual} \cdot \frac{GD_{cal}'[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{cal}'[m]}$$

Para el caso base definido se tiene una demanda anual de calefacción $Q_{cal,anual} = 4060 MWh/año$.

Los resultados correspondientes a los grados día y a la demanda mensual de calefacción para el caso base se muestran en la Tabla A.7.

	$GD'_{cal} (°C \cdot día)$	$Q_{cal}(MWh/mes)$
Ene	267	976,3
Feb	185	676,8
Mar	136	497,7
Abr	87	316,9
May	0	0
Jun	0	0
Jul	0	0
Ago	0	0
Sep	0	0
Oct	40	146,1
Nov	150	549,3
Dic	245	896,9

Tabla A.7 - Grados día y demanda de calefacción mensuales para el caso base

Por lo tanto, la demanda mensual total del sistema obtenida para el caso base, $Q_d[m]$, se muestra en la Tabla A.8.

1.4. Radiación solar

Los datos necesarios para obtener la radiación horaria sobre superficie inclinada a lo largo de un día representativo de cada mes son:

- Latitud del lugar de instalación: ϕ

- Media mensual de la radiación global diaria sobre superficie horizontal: $H[m]$
- Orientación respecto al sur: $\gamma = 0^\circ$
- Pendiente inclinación: $\beta = 45^\circ$
- Albedo del terreno: $\rho_g = 0,2$

	$Q_d (MWh/año)$
Ene	1101,6
Feb	787,3
Mar	617,1
Abr	426,6
May	104,4
Jun	95,3
Jul	89,5
Ago	92,5
Sep	95,3
Oct	253,5
Nov	664,8
Dic	1022,2

Tabla A.8 - Demanda mensual total del sistema para el caso base

Algunos cálculos de radiación solar utilizan un día representativo para cada mes del año. La Tabla A.9 indica el día del año recomendado para cada mes:

	$n[m]$
Enero	17
Febrero	47
Marzo	75
Abril	105
Mayo	135
Junio	162
Julio	198
Agosto	228
Septiembre	258
Octubre	288
Noviembre	318
Diciembre	344

Tabla A.9 - Día representativo del mes (Duffie y Beckmann, 2006)

Radiación extraterrestre sobre superficie horizontal

La constante solar, G_{sc} , es la energía solar radiante por unidad de tiempo (radiación instantánea), interceptada por una unidad de superficie perpendicular a la radiación solar y situada a una distancia del Sol igual a la distancia media entre la Tierra y el Sol. Duffie y Beckmann (2006) adoptan el siguiente valor para la constante solar:

$$G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$$

Como la distancia entre la Tierra y el Sol varía con el día del año también lo hace la radiación extraterrestre instantánea en un rango de $\pm 3\%$. Si n es el día del año, la

radiación extraterrestre instantánea para cada mes, $G_{on}[m]$ en W/m^2 , viene dada por la de su día representativo, $n[m]$, según la siguiente expresión (Duffie y Beckmann, 2006):

$$G_{on}[m] = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n[m]}{365} \right) \right)$$

A partir de la radiación extraterrestre instantánea, $G_{on}[m]$, puede obtenerse la componente incidente sobre un plano horizontal fuera de la atmósfera terrestre. Integrando ésta entre los ángulos horarios de salida y puesta de sol, $\omega_r[m]$ y $\omega_s[m]$ respectivamente, se obtiene la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal, $H_0[m]$ en $J/(dia \cdot m^2)$:

$$H_0[m] = \frac{24 \cdot 3600 \cdot G_{on}[m]}{\pi} \cdot \left(\cos \phi \cdot \cos \delta[m] \cdot \sin \omega_s[m] + \frac{\pi \cdot \omega_s[m]}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta[m] \right)$$

La declinación solar, $\delta[m]$, viene dada por el día representativo del mes en cuestión, $n[m]$, según la ecuación de Cooper (Cooper, 1969):

$$\delta[m] = 23,45 \cdot \sin \left((284 + n[m]) \cdot \frac{360}{365} \right)$$

El ángulo horario de puesta de sol, $\omega_s[m]$, y el de salida de sol, $\omega_r[m]$, se calculan como:

$$\omega_s[m] = \cos^{-1}(-\tan \phi \cdot \tan \delta[m])$$

$$\omega_r[m] = -\omega_s[m]$$

Del mismo modo, integrando la radiación extraterrestre instantánea incidente sobre un plano horizontal entre los ángulos horarios correspondientes al principio y final de cada hora, $\omega_1[m, h]$ y $\omega_2[m, h]$ respectivamente, se obtiene la radiación extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal, $I_0[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$:

$$I_0[m, h] = \frac{12 \cdot 3600 \cdot G_{on}[m]}{\pi} \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta[m] \cdot (\sin \omega_2[m, h] - \sin \omega_1[m, h]) + (\pi/180) \cdot (\omega_2[m, h] - \omega_1[m, h]) \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta[m])$$

Los ángulos solares $\omega_1[m, h]$ y $\omega_2[m, h]$ correspondientes al principio y al final de la hora h , respectivamente, se calculan como:

$$\omega_1[m, h] = 15 \cdot (h - 12 - 1)$$

$$\omega_2[m, h] = 15 \cdot (h - 12)$$

A efectos del cálculo de la radiación, los ángulos solares deben corregirse teniendo en consideración la salida y puesta del sol, de modo que en la hora en la que amanezca: $\omega_1[m, h] = \omega_r[m]$, en la que anochezca: $\omega_2[m, h] = \omega_s[m]$ y en las horas en las que sea de noche: $\omega_1[m, h] - \omega_2[m, h] = 0$. Lo cual puede expresarse del siguiente modo:

$$\omega_1[m, h] = \omega_r[m] \text{ si } \omega_1[m, h] < \omega_r[m]$$

$$\omega_1[m, h] = \omega_s[m] \text{ si } \omega_1[m, h] > \omega_s[m]$$

$$\omega_2[m, h] = \omega_r[m] \text{ si } \omega_2[m, h] < \omega_r[m]$$

$$\omega_2[m, h] = \omega_s[m] \text{ si } \omega_2[m, h] > \omega_s[m]$$

Radiación horaria sobre superficie horizontal

A partir del dato de radiación solar diaria media mensual $H[m]$, puede estimarse la fracción correspondiente a cada una de las horas del día, $r_t[m, h]$, con el método propuesto por Collares-Pereira y Rabl (1979):

$$r_t[m, h] = \frac{\pi}{24} \cdot (a[m, h] + b[m, h] \cdot \cos \omega[m, h]) \cdot \frac{\cos \omega[m, h] - \cos \omega_s[m]}{\sin \omega_s[m] - \frac{\pi \cdot \omega_s[m]}{180} \cdot \cos \omega_s[m]}$$

Donde:

$$a[m, h] = 0,4090 + 0,5016 \cdot \sin(\omega[m, h] - 60)$$

$$b[m, h] = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin(\omega[m, h] - 60)$$

El valor de $r_t[m, h]$ permite obtener la radiación horaria total, $I[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$:

$$I[m, h] = r_t[m, h] \cdot H[m]$$

Un procedimiento similar fue propuesto por Liu y Jordan (1960) para la radiación difusa, donde la fracción correspondiente a cada una de las horas del día, $r_d[m, h]$, se aproxima por:

$$r_d[m, h] = \frac{\cos \omega[m, h] - \cos \omega_s[m]}{\sin \omega_s[m] - \frac{\pi \cdot \omega_s[m]}{180} \cdot \cos \omega_s[m]}$$

Por tanto, el valor de $r_d[m, h]$ permite obtener la radiación horaria difusa, $I_d[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$, a partir de radiación difusa diaria media mensual, $H_d[m]$:

$$I_d[m, h] = r_d[m, h] \cdot H_d[m]$$

La radiación difusa diaria media mensual, $H_d[m]$, no es dato, sin embargo, a partir de la radiación global diaria media mensual, $H[m]$, puede estimarse la fracción correspondiente a la componente difusa utilizando el método de Erbs et al. (1982). Primero se calcula el índice de claridad mensual, $K_T[m]$:

$$K_T[m] = \frac{H[m]}{H_0[m]}$$

Entonces, si $\omega_s[m] \leq 81,4^\circ$:

$$\frac{H_d[m]}{H[m]} = 1,391 - 3,560 \cdot K_T[m] + 4,189 \cdot K_T[m]^2 - 2,137 \cdot K_T[m]^3$$

En caso contrario:

$$\frac{H_d[m]}{H[m]} = 1,311 - 3,022 \cdot K_T[m] + 3,427 \cdot K_T[m]^2 - 1,821 \cdot K_T[m]^3$$

Por tanto, la radiación difusa diaria medida mensual, $H_d[m]$ en $J/(dia \cdot m^2)$, que permite obtener la radiación horaria difusa, $I_d[m, h]$, será:

$$H_d[m] = H[m] \cdot \frac{H_d[m]}{H[m]}$$

Calculadas la radiación total horaria, $I[m, h]$, y su componente difusa, $I_d[m, h]$, también puede calcularse la radiación directa horaria, $I_b[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$, como diferencia de total y difusa:

$$I_b[m, h] = I[m, h] - I_d[m, h]$$

Radiación horaria sobre superficie inclinada

La radiación total recibida por la superficie inclinada con pendiente β durante una hora, $I_t[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$, será la suma de tres términos:

$$I_t[m, h] = I_b[m, h] \cdot R_b[m, h] + I_d[m, h] \cdot R_d + I[m, h] \cdot \rho_g \cdot (1 - R_d)$$

El primero de ellos corresponde a la radiación directa, la cual viene determinada por el factor $R_b[m, h]$:

$$R_b[m, h] = \frac{\cos \theta [m, h]}{\cos \theta_z [m, h]}$$

Donde $\cos \theta [m, h]$ se calcula como:

$$\cos \theta [m, h] = \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega$$

Siendo: $\delta = \delta[m]$ y $\omega = \omega[m, h]$

Y $\cos \theta_z [m, h]$ viene definido por la siguiente expresión:

$$\cos \theta_z [m, h] = \cos \phi \cdot \cos \delta [m] \cdot \cos \omega [m, h] + \sin \phi \cdot \sin \delta [m]$$

El segundo término corresponde a la radiación difusa, donde la variable R_d corresponde al factor de vista del cielo de la superficie inclinada:

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

El tercero está asociado con la radiación reflejada, donde ρ_g corresponde a la fracción de la radiación solar (albedo) que los alrededores reflejan y $(1 - R_d)$ representa el factor de vista del suelo que posee la superficie inclinada.

Por tanto, una vez calculada la radiación horaria sobre superficie inclinada, $I_t[m, h]$ en $J/(h \cdot m^2)$, se expresa en W/m^2 mediante la variable $q_r[m, h]$:

$$q_r[m, h] = \frac{I_t[m, h]}{3600}$$

En la Tabla A.10 se muestran los resultados obtenidos de radiación horaria sobre superficie inclinada, $q_r[m, h]$ en W/m^2 , para el caso base:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	3	31	43	36	14	0	0	0	0
7	0	0	46	83	112	124	123	105	66	0	0	0
8	74	132	178	215	253	270	287	272	214	161	97	62
9	200	280	332	362	402	422	459	452	380	321	236	185
10	329	427	481	500	541	562	617	621	540	479	376	312
11	435	546	599	609	648	670	738	751	666	605	491	416
12	494	612	665	668	706	728	804	822	735	676	555	475
13	494	612	665	668	706	728	804	822	735	676	555	475
14	435	546	599	609	648	670	738	751	666	605	491	416
15	329	427	481	500	541	562	617	621	540	479	376	312
16	200	280	332	362	402	422	459	452	380	321	236	185
17	74	132	178	215	253	270	287	272	214	161	97	62
18	0	0	46	83	112	124	123	105	66	0	0	0
19	0	0	0	3	31	43	36	14	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.10 - Radiación horaria sobre superficie inclinada 45° y orientada al sur para el caso base

1.5. Producción solar

El campo de captadores es el responsable de la captación de energía térmica del sistema. Los captadores utilizados en el sistema son del tipo *ARCON HT-SA 28/10* y sus características se muestran en la Tabla A.11.

Rendimiento óptico	$k_0 = 0,816$
Coeficientes de pérdidas	$k_1 = 2,235 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$ $k_2 = 0,0135 \text{ W}/(m^2 \cdot K^2)$
Flujo másico	$m_s = 20 \text{ (kg/h)}/m^2$

Tabla A.11 - Características de los captadores solares (www.arcon.dk)

Para el cálculo de la producción de calor, $q_c[m, h]$ en W/m^2 , se han utilizado las ecuaciones de rendimiento de captadores solares UNE-EN 12975 (AENOR, 2006). Estas ecuaciones utilizan datos horarios de radiación sobre superficie inclinada, $q_r[m, h]$ en W/m^2 , y la diferencia de temperatura entre el captador y el ambiente,

$\Delta T[m, h]$. Obsérvese que sólo se considera como calor captado si el rendimiento es positivo:

$$q_c[m, h] = \text{Máx}(k_0 \cdot q_r[m, h] - k_1 \cdot \Delta T[m, h] - k_2 \cdot \Delta T[m, h]^2; 0)$$

$$\Delta T[m, h] = T_{cap}[m, h] - T_{amb}[m, h]$$

La temperatura media del captador $T_{cap}[m, h]$ se calcula como la media entre la temperatura de entrada $T_{ent}[m, h]$ y la temperatura de salida $T_{sal}[m, h]$ del fluido:

$$T_{cap}[m, h] = \frac{T_{ent}[m, h] + T_{sal}[m, h]}{2}$$

La temperatura de salida del captador depende de la temperatura de entrada al captador solar, $T_{ent}[m, h]$, del flujo másico que pasa por el captador a lo largo de una hora $m_s = 20 \text{ kg}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ y del calor específico del fluido en el campo solar $c_{ps} = 4180 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$:

$$T_{sal}[m, h] = T_{ent}[m, h] + q_c[m, h] \cdot \frac{3600}{m_s \cdot c_{ps}}$$

El fluido que circula por el campo de captadores transfiere calor al acumulador por medio de un intercambiador de placas con disposición de flujos a contracorriente. Suponiendo que los flujos que circulan por los circuitos primario (el flujo que circula por el campo solar) y secundario (el flujo que sale del fondo del acumulador para calentarse y retornar a la cabeza del mismo) tienen la misma capacidad calorífica y que la temperatura del acumulador a lo largo del mes se mantiene constante se obtiene la ecuación que completa el sistema:

$$T_{ent}[m, h] = T_{sal}[m, h] - Eff \cdot (T_{sal}[m, h] - T_{acu}[m - 1])$$

Donde Eff representa la eficiencia del intercambiador de calor, la cual se supone igual al 90%.

Para el cálculo de $T_{ent}[m, h]$ se emplea la hipótesis planteada por Guadalfajara (2013): “la temperatura media de salida del acumulador a lo largo de un mes es la temperatura del tanque al finalizar el mes anterior”, es decir, $T_{acu}[m - 1]$.

La radiación mensual, $Q_r[m]$, y la producción mensual de calor del campo de captadores, $Q_c[m]$, es la suma de los valores horarios multiplicado por el área del campo de captadores, A en m^2 , y el número de días del mes, $NumDias[m]$. Las ecuaciones siguientes permiten calcular su valor mensual en MWh/mes .

$$Q_r[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \cdot \sum_{h=1}^{24} q_r[m, h]$$

$$Q_c[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \cdot \sum_{h=1}^{24} q_c[m, h]$$

El área del campo de captadores, A , viene fijada por la variable de diseño relación área-demanda, RAD en $m^2/(MWh/año)$, y por la demanda anual de calor, $Q_{d,anual}$ en $MWh/año$:

$$A = RAD \cdot Q_{d,anual}$$

Calculadas la radiación mensual, $Q_r[m]$, y la producción mensual del campo de captadores, $Q_c[m]$, el rendimiento mensual del mismo, $\eta_{col}[m]$, será:

$$\eta_{col}[m] = \frac{Q_c[m]}{Q_r[m]}$$

En la Tabla A.12 se muestran los resultados obtenidos de producción horaria del campo de captadores, $q_c[m, h]$ en W/m^2 , para el caso base:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	11	44	30	6	0	0	0	0	0
8	0	40	81	114	153	144	133	84	0	0	0	0
9	91	156	201	230	272	265	268	224	124	45	0	24
10	193	272	320	340	383	377	394	358	250	168	91	123
11	277	367	415	428	469	465	493	463	351	268	181	205
12	325	421	469	478	518	514	548	522	408	326	232	252
13	327	424	473	481	522	518	553	527	413	330	236	255
14	284	376	426	438	480	477	507	477	365	281	191	213
15	205	287	337	357	400	397	417	381	273	189	108	136
16	107	175	223	252	294	291	298	255	154	73	4	40
17	10	62	105	139	178	174	166	118	29	0	0	0
18	0	0	1	35	68	59	38	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.12 - Producción horaria del campo de captadores para el caso base

Estableciendo $RAD = 0,6 m^2/(MWh/año)$ para el caso base, el área de captación a instalar sería $A = 3210 m^2$. Con dicha área, los valores mensuales correspondientes a la radiación recibida, $Q_r[m]$, a la producción del campo de captadores, $Q_c[m]$, y a su rendimiento, $\eta_{col}[m]$, se muestran en la Tabla A.13.

	$Q_r(MWh/mes)$	$Q_c(MWh/mes)$	$\eta_{col} (adim.)$
Enero	304,8	180,9	0,59
Febrero	358,9	231,9	0,65
Marzo	457,9	303,7	0,66
Abril	469,9	318,0	0,68
Mayo	536,1	376,4	0,70
Junio	542,8	357,4	0,66
Julio	609,8	380,3	0,62
Agosto	604,8	339,2	0,56
Septiembre	501,0	228,0	0,46
Octubre	446,2	167,2	0,37
Noviembre	337,8	100,3	0,30
Diciembre	288,4	124,3	0,43

Tabla A.13 - Radiación recibida y producción del campo de captadores para el caso base y RAD=0,6

1.6. Balance mensual

La producción solar del campo de captadores se almacena en el acumulador estacional, el cual tiene las características mostradas en la Tabla A.14.

Temperatura máxima	$T_{max} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$
Temperatura mínima	$T_{min} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$
Coef. de transferencia de calor	$U_{acu} = 0,12\text{ W}/(m^2 \cdot K)$
Relación altura/diámetro	$RHD = 0,6$

Tabla A.14 – Características del acumulador estacional (Guadalfajara, 2013)

El balance mensual del sistema requiere utilizar las condiciones de carga mínima y máxima del acumulador. Por tanto, la carga del acumulador al finalizar el mes m , $EA[m]$ en MWh , debe cumplir la siguiente condición:

$$0 \leq EA[m] \leq EA_{max}$$

La capacidad de acumulación, EA_{max} en MWh , puede calcularse como:

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9}$$

Donde $\rho = 1000\text{ kg}/m^3$ es la densidad del agua y $c_p = 4180\text{ J}/(kg \cdot K)$ su calor específico. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito, $T_{min} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, y la máxima se establece en $T_{max} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$.

El volumen del acumulador, V en m^3 , viene fijado por la variable de diseño relación volumen-área, RVA en m^3/m^2 , y por la superficie del campo de captadores, A en m^2 :

$$V = RVA \cdot A$$

El porcentaje de aprovechamiento del acumulador estacional, AP_{acu} , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$AP_{acu} = Máx \left(\frac{EA[m]}{EA_{máx}} \cdot 100 \right)$$

Cuando durante un mes se alcanza la temperatura límite del acumulador estacional (90 °C), significa que se emplea al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$).

Todos los flujos de calor $Q_i[m]$ que aparecen en las ecuaciones y en el diagrama del sistema mostrado en la Figura A.1 se expresan en *MWh/mes*.

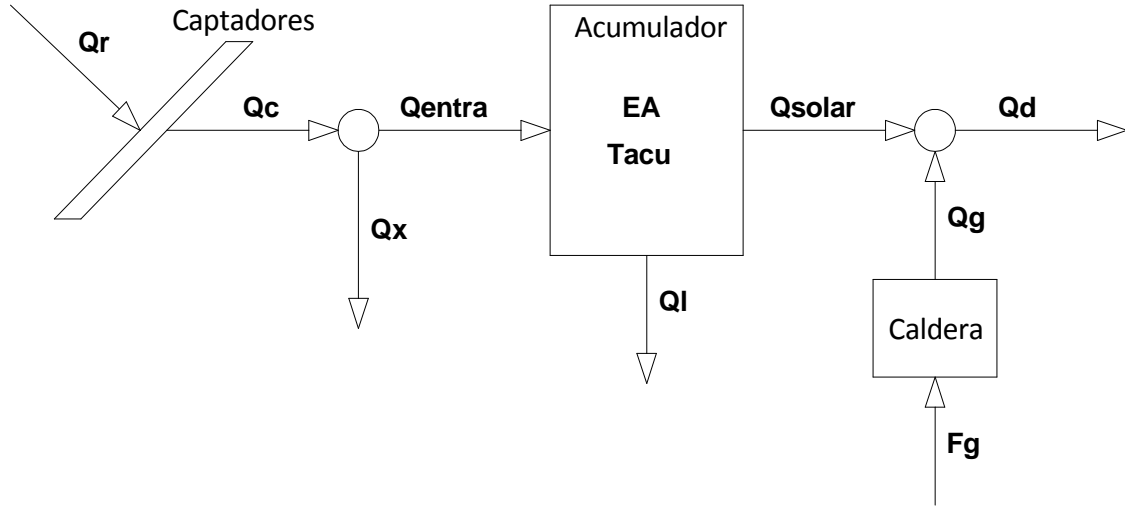


Figura A.1 - Diagrama del sistema solar con acumulación estacional

El balance de energía mensual del sistema es:

$$EA[m - 1] + Q_{entra}[m] = EA[m] + Q_l[m] + Q_{solar}[m]$$

Cuando el acumulador no puede atender toda la energía demandada, el sistema se abastece de energía auxiliar mediante una caldera de gas natural. La energía mensual que proviene de la caldera es $Q_g[m]$:

$$Q_g[m] = Q_d[m] - Q_{solar}[m]$$

Por tanto, la fracción solar mensual del sistema será:

$$FS[m] = \frac{Q_{solar}[m]}{Q_d[m]}$$

Las instalaciones reales cuentan con sistemas de seguridad que paran las bombas cuando la temperatura en el acumulador se aproxima a los 100 °C. La parada reduce el número de horas de funcionamiento del campo de captadores y se denominan *stagnant hours*. La temperatura de control elegida es $T_{max} = 90$ °C. Cuando la temperatura media del tanque supera este valor se produce un rechazo de energía $Q_x[m]$ equivalente al calor que no se habría captado por la parada de máquinas, lo cual supone un despilfarro de parte del calor "teóricamente" captado:

$$Q_x[m] = Q_c[m] - Q_{entra}[m]$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador, $Q_l[m]$, se calcula multiplicando el coeficiente de transferencia de calor del tanque, U_{acu} en $W/(m^2 \cdot K)$, por la superficie del tanque, A_{acu} en m^2 , por la diferencia de temperatura entre el acumulador y el terreno (T_{ter}), y por el número de horas del mes. La temperatura del acumulador empleada en el cálculo de las pérdidas de calor en el tanque durante el mes m corresponde a del comienzo de dicho mes, es decir, $T_{acu}[m - 1]$:

$$Q_l[m] = U_{acu} \cdot A_{acu} \cdot (T_{acu}[m - 1] - T_{ter}) \cdot NumDias[m] \cdot 24 \cdot 10^{-6}$$

El coeficiente de transferencia de calor al terreno desde el tanque es $U_{acu} = 0,12 W/(m^2 \cdot K)$. Este ha sido calculado considerando un aislamiento del tanque de 25 cm de XPS (poliestireno extruido) de conductividad $0,03 W/(m^2 \cdot K)$.

Para el cálculo de la superficie del acumulador, A_{acu} , se supone que es un recipiente cilíndrico dispuesto con su eje en vertical y enterrado. La relación de aspecto (altura/diámetro) es $RHD = 0,6$. Por tanto, conocido el volumen del mismo, V en m^3 , se calcula su diámetro (D en m), altura (H_{acu} en m) y área (A_{acu} en m^2):

$$D = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot RHD}}$$

$$H_{acu} = RHD \cdot D$$

$$A_{acu} = (RHD + 0,5) \cdot \pi \cdot D^2$$

La temperatura del terreno, T_{ter} , a la profundidad a la que se instalan los acumuladores puede suponerse constante a lo largo del año e igual a la temperatura media anual del aire:

$$T_{ter} \approx \frac{\sum_{m=1}^{12} T_m[m]}{12}$$

La temperatura del acumulador al final de cada mes, $T_{acu}[m]$, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}}$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior.

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12]$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12]$$

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de las bombas, las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor ni pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se han incluido pérdidas de calor de la red de distribución.

Los valores anuales de los flujos de energía del sistema, $Q_{i,anual}$ en $MWh/año$, se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Q_{i,anual} = \sum_{m=1}^{12} Q_i[m]$$

El rendimiento anual del campo de captadores, $\eta_{col,anual}$, el rendimiento del acumulador estacional, η_{acu} , y el rendimiento global del sistema, η_{sis} , serán:

$$\eta_{col,anual} = \frac{Q_{c,anual}}{Q_{r,anual}}$$

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{solar,anual}}{Q_{entra,anual}}$$

$$\eta_{sis} = \frac{Q_{solar,anual}}{Q_{r,anual}}$$

La fracción solar anual de la instalación, FS_{anual} , será:

$$FS_{anual} = \frac{Q_{solar,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Estableciendo $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$ para el caso base, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla A.15:

	Q_r (MWh)	Q_c (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} ($^{\circ}C$)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{solar} (MWh)	Q_g (MWh)	FS	η_{col}
Ene	304,8	180,9	0	180,9	5,5	30,0	0	1101,6	175,4	926,3	0,16	0,59
Feb	358,9	231,9	0	231,9	5,0	30,0	0	787,3	227,0	560,3	0,29	0,65
Mar	457,9	303,7	0	303,7	5,5	30,0	0	617,1	298,2	318,9	0,48	0,66
Abr	469,9	318,0	0	318,0	5,3	30,0	0	426,6	312,7	114,0	0,73	0,68
May	536,1	376,4	0	376,4	5,5	41,9	266,5	104,4	104,4	0	1	0,70
Jun	542,8	357,4	0	357,4	9,5	53,2	519,1	95,3	95,3	0	1	0,66
Jul	609,8	380,3	0	380,3	14,0	65,6	795,9	89,5	89,5	0	1	0,62
Ago	604,8	339,2	0	339,2	18,5	75,8	1024,1	92,5	92,5	0	1	0,56
Sep	501,0	228,0	0	228,0	21,5	80,8	1135,3	95,3	95,3	0	1	0,46
Oct	446,2	167,2	0	167,2	24,1	75,8	1024,9	253,5	253,5	0	1	0,37
Nov	337,8	100,3	0	100,3	21,6	49,6	438,9	664,8	664,8	0	1	0,30
Dic	288,4	124,3	0	124,3	12,7	30,0	0	1022,2	550,5	471,7	0,54	0,43
AÑO	5458	3108	0	3108	149			5350	2959	2391	0,55	0,57

Tabla A.15 - Resultados de operación del sistema para el caso base con $RAD=0,6$ y $RVA=6$

El aprovechamiento del acumulador estacional es $AP_{acu} = 85\%$, el rendimiento del mismo, $\eta_{acu} = 95\%$, y el rendimiento global del sistema, $\eta_{sis} = 54\%$.

1.7. Estimación de costes

Coste equipos

En base a datos expuestos en estudios anteriores (Lozano et al, 2010a y Lozano et al, 2010b) se ha estimado el coste de los equipos principales: campo de captadores solares (CTE_{col}), acumulador estacional (CTE_{acu}) y caldera (CTE_{cal}):

$$CTE_{col} = 740 \cdot A^{0,860}$$

$$CTE_{acu} = (1 - \alpha) \cdot 4660 \cdot V^{0,615}$$

$$CTE_{cal} = 230 \cdot P^{0,690}$$

Los exponentes 0,860, 0,615 y 0,690 en las ecuaciones anteriores representan las economías de escala del campo solar, del acumulador estacional y de la caldera, respectivamente. Nótese que cuanto más alejado de la unidad es el exponente mayores economías de escala tiene el equipo. Por tanto, en el caso del acumulador el coste por unidad de volumen disminuye muy apreciablemente con el tamaño.

El parametro α incluido en la ecuación de coste del acumulador resultará útil para describir el comportamiento económico del sistema conforme se cambie de tipo de acumulador estacional y/o se vayan instalando en el futuro más y más acumuladores estacionales de gran tamaño. El valor $\alpha = 0$ corresponde con la experiencia acumulada en los proyectos de demostración europeos de las dos últimas décadas utilizando un acumulador tipo tanque de agua. Sin embargo, conforme vaya incrementándose la implantación de este tipo de sistemas puede esperarse que el parámetro α también vaya aumentando, lo que conllevaría que el coste de inversión de los acumuladores disminuyera.

La variable P representa la potencia térmica de la caldera, la cual para la demanda de calefacción anual del caso base, $Q_{base} = 4060 \text{ MWh/año}$, se estima en $P_{base} = 2000 \text{ kW}$. Por tanto la potencia de la caldera, P en kW , se obtiene considerando que es directamente proporcional a la demanda de calefacción anual del sistema, $Q_{cal,anual}$ en MWh/año :

$$P = Q_{cal,anual} \cdot \frac{P_{base}}{Q_{base}}$$

La inversión requerida para el resto de equipos de la planta solar (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) se incluyen considerando un factor de sobre coste del 25% ($f_{aux} = 0,25$). Para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, dirección de obra, seguros, etc.) se considera un factor de sobre coste del 12% ($f_{ind} = 0,12$). Por tanto, la inversión solar (INV_{sol}), la inversión de la caldera (INV_{cal}) y la inversión total (INV_{tot}) resultan:

$$INV_{sol} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot (CTE_{col} + CTE_{acu})$$

$$INV_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal}$$

$$INV_{tot} = INV_{sol} + INV_{cal}$$

El coste anual de los equipos se calcula sumando la amortización anual más los costes de operación y mantenimiento del equipo. Para el cálculo de la amortización se emplea una tasa de interés del 3,0% ($i_a = 0,030 \text{ año}^{-1}$). Este valor es el utilizado en Dinamarca y en otros países donde se están desarrollando estos sistemas. La vida útil de los equipos se estima en 25 años para el campo solar y la caldera ($NA_{col} = 25 \text{ años}$ y $NA_{cal} = 25 \text{ años}$) y 50 años para el acumulador estacional ($NA_{acu} = 50 \text{ años}$). Los costes de amortización se distribuyen a lo largo del periodo de vida útil del equipo. Los costes anuales de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5% ($f_{ope} = 0,015 \text{ año}^{-1}$) de la inversión de acuerdo con el criterio propuesto por la IEA (2012). El parámetro β incluido en el modelo se emplea para representar una posible ayuda por parte de la administración a la inversión solar.

Por tanto los costes anuales Z_{col} , Z_{acu} y Z_{cal} , en €/año, vendrán dados por:

$$Z_{col} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{col} \cdot (f_{ope} + FA_{col} \cdot (1 - \beta))$$

$$Z_{acu} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{acu} \cdot (f_{ope} + FA_{acu} \cdot (1 - \beta))$$

$$Z_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal} \cdot (f_{ope} + FA_{cal})$$

Siendo FA_{col} , FA_{acu} y FA_{cal} los factores de amortización de cada uno de los equipos principales, los cuales vienen dados por las siguientes expresiones:

$$FA_{col} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{col}}}{(1 + i_a)^{NA_{col}} - 1}$$

$$FA_{acu} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{acu}}}{(1 + i_a)^{NA_{acu}} - 1}$$

$$FA_{cal} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{cal}}}{(1 + i_a)^{NA_{cal}} - 1}$$

Agrupando los costes anuales de los equipos, se obtienen en €/año el coste anual solar y el total, Z_{sol} y Z_{tot} respectivamente:

$$Z_{sol} = Z_{col} + Z_{acu}$$

$$Z_{tot} = Z_{sol} + Z_{cal}$$

Coste electricidad auxiliar

El coste anual asociado al consumo eléctrico auxiliar, C_{el} en €/año, será:

$$C_{el} = W_{el,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{el}$$

Donde $W_{el,anual}$ representa el consumo eléctrico auxiliar anual del sistema en $MWh/\text{año}$, el cual se ha considerado proporcional a la demanda estimándose mediante la relación entre el consumo eléctrico auxiliar y la demanda del sistema, $RED = 2\%$. Dicha relación se ha obtenido a partir de los resultados procedentes de una simulación dinámica de un sistema centralizado de calefacción solar similar (Lozano et al, 2010b).

$$W_{el,anual} = RED \cdot Q_{d,anual}$$

El precio de la electricidad, P_{el} en €/kWh, viene dado por la siguiente ecuación:

$$P_{el} = 1,73365 \cdot P_{el,ref} \cdot W_{el,anual}^{-0,1}$$

La ecuación anterior se ha obtenido mediante ajuste logarítmico utilizando datos estadísticos del precio de la electricidad durante los años 2008-2012 (Eurostat, 2012). El exponente $-0,1$ representa las economías de escala presentes en el mercado de la electricidad. La variable $P_{el,ref}$ corresponde al precio de la electricidad en €/kWh para consumidores industriales del grupo IC, el cual para el año 2012 es $P_{el,ref} = 0,144$ €/kWh (Eurostat, 2012).

Coste gas natural

El coste anual asociado al consumo de gas natural, C_{gn} en €/año, se calcula como:

$$C_{gn} = F_{gn,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{gn}$$

Estimando que la caldera opera con un rendimiento energético del 90% ($\eta_{cal} = 0,9$), el consumo anual de gas natural, $F_{gn,anual}$ en MWh/año, puede calcularse como:

$$F_{gn,anual} = \frac{Q_{g,anual}}{\eta_{cal}}$$

El precio del gas natural, P_{gn} en €/kWh, viene dado por la siguiente ecuación:

$$P_{gn} = 1,73365 \cdot P_{gn,ref} \cdot F_{gn,anual}^{-0,055}$$

Al igual que el precio de la electricidad, la ecuación de cálculo del precio del gas natural se ha obtenido mediante ajuste logarítmico utilizando datos estadísticos del precio del gas natural durante los años 2008-2012 (Eurostat, 2012). El exponente $-0,055$ representa las economías de escala presentes en el mercado de gas natural; el cual cuanto más alejado esté de cero mayores economías de escala tiene el equipo. Por tanto, en el caso del gas natural las economías de escala son menores que en el mercado eléctrico. La variable $P_{gn,ref}$ corresponde al precio del gas natural en €/kWh para consumidores industriales del grupo I3, el cual para el año 2012 es $P_{gn,ref} = 0,0437$ €/kWh (Eurostat, 2012).

Prima por disminución de emisiones de CO₂

La prima por disminución de emisiones de CO₂ es una ayuda económica potencial que sería abonada por la administración pública con el fin de fomentar la implantación de este tipo de sistemas, como ya se ha hecho en casos similares. El modelo contempla la posible inclusión de dicha prima, la cual se calcula en €/año mediante la siguiente expresión:

$$Prima = \gamma \cdot Fem \cdot \frac{Q_{solar,anual}}{\eta_{cal}}$$

La variable γ en €/tCO₂ representa el precio al que se abonaría la tonelada de CO₂ “evitada”, mientras que la variable Fem representa el factor de emisión correspondiente a la generación de energía térmica mediante gas natural, el cual es $Fem = 0,201 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$ (IDAE, 2012).

Coste total

El coste total del sistema, C_{tot} en €/año, será la suma del coste anual de los equipos (Z_{tot}), del coste eléctrico (C_{el}) y del coste del gas natural (C_{gn}), menos la prima recibida ($Prima$):

$$C_{tot} = Z_{tot} + C_{el} + C_{gn} - Prima$$

Coste solar

El coste solar anual, C_{sol} en €/año, será:

$$C_{sol} = Z_{sol} - Prima + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{solar,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Coste auxiliar

El coste auxiliar anual, C_{aux} en €/año, será:

$$C_{aux} = C_{gn} + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{g,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Costes unitarios

El coste unitario de la energía, c_i en €/MWh, se calcula como cociente entre el coste anual y la energía producida. Por tanto, el coste unitario de la energía solar, c_{qsol} , de la energía auxiliar, c_{qaux} , y de la energía total, c_{qtot} , serán:

$$c_{qsol} = \frac{C_{sol}}{Q_{solar,anual}}$$

$$c_{qaux} = \frac{C_{aux}}{Q_{g,anual}}$$

$$c_{qtot} = \frac{C_{tot}}{Q_{d,anual}}$$

Los resultados económicos correspondientes al caso base planteado con los ratios de diseño $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ y $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$ se muestran en la Tabla A.16.

	Solar	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	3.889.519	48.827	3.938.345
Coste equipos, Z (€/año)	229.445	3.536	232.981
Coste energía, C (€/año)	239.922	139.127	379.049
Coste unitario, c_q (€/MWh)	81,60	58,70	71,37

Tabla A.16 - Resultados económicos para el caso base con RAD=0,6 y RVA=6

2. Análisis físico

2.1. Resultados caso base

Para el caso base se han establecido los siguientes ratios de diseño $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ y $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

Con estos parámetros se obtienen los resultados globales de la operación anual del sistema, los cuales se muestran en la Tabla A.17

	Q_r (MWh)	Q_c (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{solar} (MWh)	Q_g (MWh)	FS	η_{col}
Ene	304,8	180,9	0	180,9	5,5	30,0	0	1101,6	175,4	926,3	0,16	0,59
Feb	358,9	231,9	0	231,9	5,0	30,0	0	787,3	227,0	560,3	0,29	0,65
Mar	457,9	303,7	0	303,7	5,5	30,0	0	617,1	298,2	318,9	0,48	0,66
Abr	469,9	318,0	0	318,0	5,3	30,0	0	426,6	312,7	114,0	0,73	0,68
May	536,1	376,4	0	376,4	5,5	41,9	266,5	104,4	104,4	0	1	0,70
Jun	542,8	357,4	0	357,4	9,5	53,2	519,1	95,3	95,3	0	1	0,66
Jul	609,8	380,3	0	380,3	14,0	65,6	795,9	89,5	89,5	0	1	0,62
Ago	604,8	339,2	0	339,2	18,5	75,8	1024,1	92,5	92,5	0	1	0,56
Sep	501,0	228,0	0	228,0	21,5	80,8	1135,3	95,3	95,3	0	1	0,46
Oct	446,2	167,2	0	167,2	24,1	75,8	1024,9	253,5	253,5	0	1	0,37
Nov	337,8	100,3	0	100,3	21,6	49,6	438,9	664,8	664,8	0	1	0,30
Dic	288,4	124,3	0	124,3	12,7	30,0	0	1022,2	550,5	471,7	0,54	0,43
AÑO	5458	3108	0	3108	149			5350	2959	2391	0,55	0,57

Tabla A.17 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

Se alcanza una fracción solar anual del 55%, el campo de captadores opera con un rendimiento igual al 57%, el acumulador estacional con un rendimiento del 95% y el rendimiento global del sistema solar es del 54%.

La temperatura máxima en el acumulador de $80,8^\circ\text{C}$ se produce a final del mes de septiembre y resulta menor que el valor límite superior de 90°C correspondiente a la carga máxima del acumulador. El porcentaje de aprovechamiento del acumulador es igual a 85%.

2.2. Volumen crítico de acumulación

En el caso base el acumulador no alcanza la temperatura límite (90°C) que corresponde a su carga completa de energía térmica. Un criterio de diseño razonable se basa en instalar cierto volumen de acumulación que asegure no desperdiciar calor captado por los colectores ($Q_x = 0$) y que se emplee al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$), lo que implica que justo cuando termina el periodo de carga y comienza el de descarga se alcanza la temperatura límite.

Por tanto, se procede a analizar el efecto de disminución del volumen de acumulación. Al ir reduciendo el ratio RVA manteniendo el área de captadores constante, desde el valor $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$ considerado en el caso base, aumenta la temperatura del acumulador y disminuye la fracción solar obtenida (ver Figura A.2) a causa de las mayores pérdidas de calor y del menor rendimiento de los captadores. Para un RVA inferior a $4,7 \text{ m}^3/\text{m}^2$ la fracción solar disminuye de forma más pronunciada, ya que el

acumulador estacional no es capaz de acumular todo el calor producido en verano y se produce un rechazo de calor ($Q_x > 0$). Al valor mínimo de RVA que no produce rechazo de calor en verano se le denomina crítico y se representa como RVA_c . En la Figura A.2 se puede observar también como al aumentar el volumen de acumulación mejora la cobertura de la demanda, primero de forma más pronunciada hasta que se alcanza el volumen crítico (disminuye el despilfarro de calor captado Q_x al aumentar la capacidad del acumulador) y luego de forma más suave (disminuye la pérdida de calor y aumenta el rendimiento de los captadores al disminuir la temperatura del acumulador).

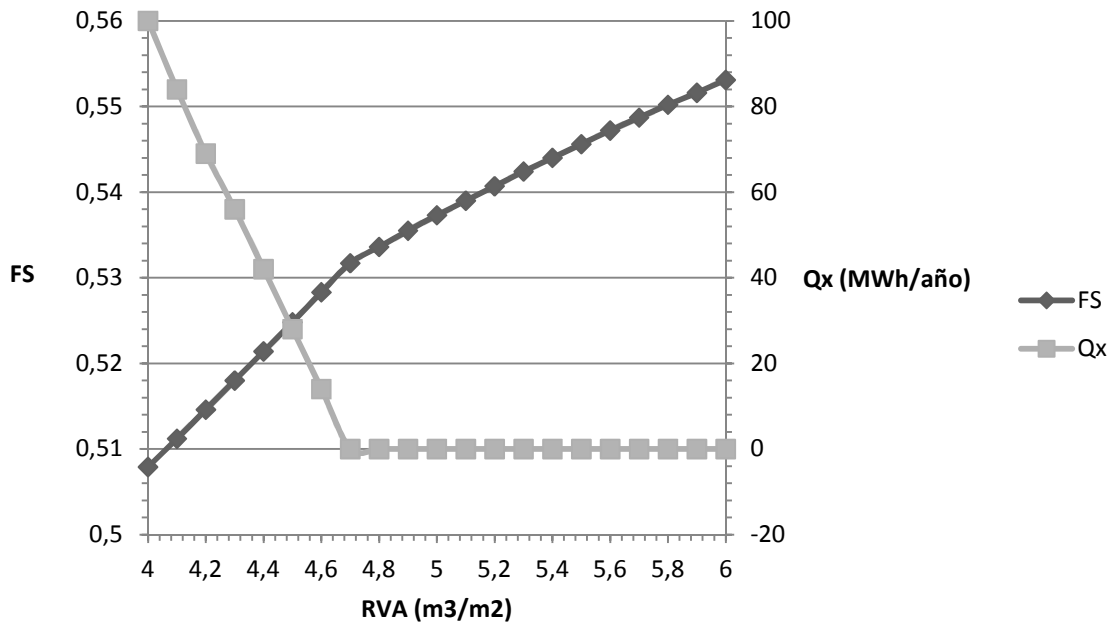


Figura A.2 - Efecto de la variación del volumen de acumulación para el caso base

2.3. Fracción solar

La hipótesis planteada en el punto anterior de utilizar como condición de diseño el volumen crítico de acumulación, deja que haya una sola variable de diseño: el área de captadores. Al aumentar el área de captación aumenta de forma casi lineal la producción solar a lo largo del año y por tanto la fracción solar obtenida. Así, utilizando el volumen crítico de acumulación, si se quiere aumentar la fracción solar, la superficie de captadores aumentará linealmente (ver Figura A.3). Las necesidades de acumulación aumentan con la fracción solar rápidamente para fracciones solares bajas y más suavemente para fracciones solares altas. Para obtener una fracción solar baja cercana o inferior al 20% casi no es necesario acumular calor ($RVA \approx 1,7 m^3/m^2$) porque la producción solar en verano apenas supera la demanda de ACS. En cambio, para lograr una fracción solar del 50% las necesidades de acumulación aumentan hasta $RVA_c \approx 4,5 m^3/m^2$. Para alcanzar una fracción solar cercana al 100% es necesario un volumen de acumulación $RVA_c \approx 6,1 m^3/m^2$.

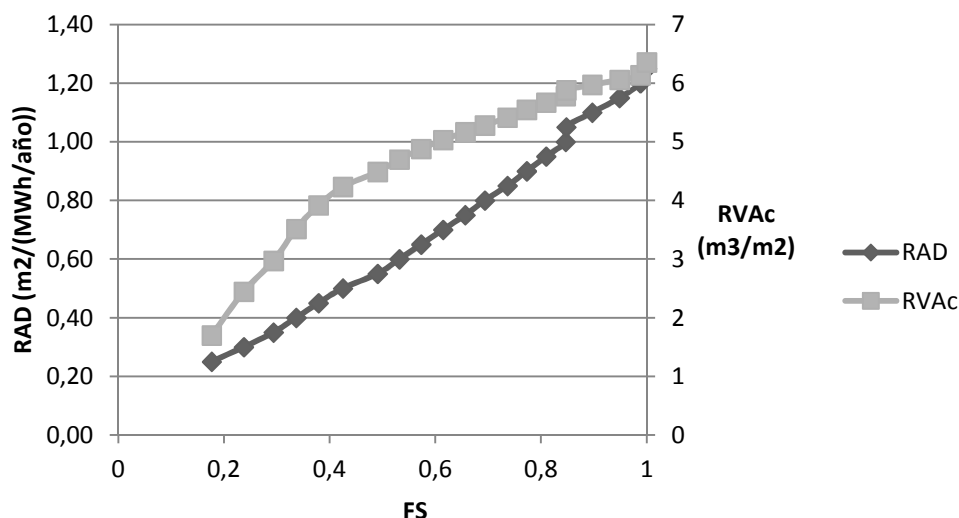


Figura A.3 - RAD y RVA_c en función de la fracción solar para el caso base

2.4. Trade-off Área de captadores – Volumen de acumulación

Una opción de diseño para obtener la fracción solar deseada es dimensionar el área de captadores y el volumen de acumulación con la condición indicada en el punto anterior. Sin embargo, una determinada fracción solar puede obtenerse mediante múltiples combinaciones de dichas variables. Se ha calculado la fracción solar para múltiples combinaciones área de captadores-volumen de acumulación y mediante interpolación de datos se han obtenido las líneas isocuantas de fracción solar mostradas en la Figura A.4. Cabe decir que siguiendo la línea correspondiente a una fracción solar dada puede intercambiarse área de captadores por volumen de acumulación obteniendo la misma producción.

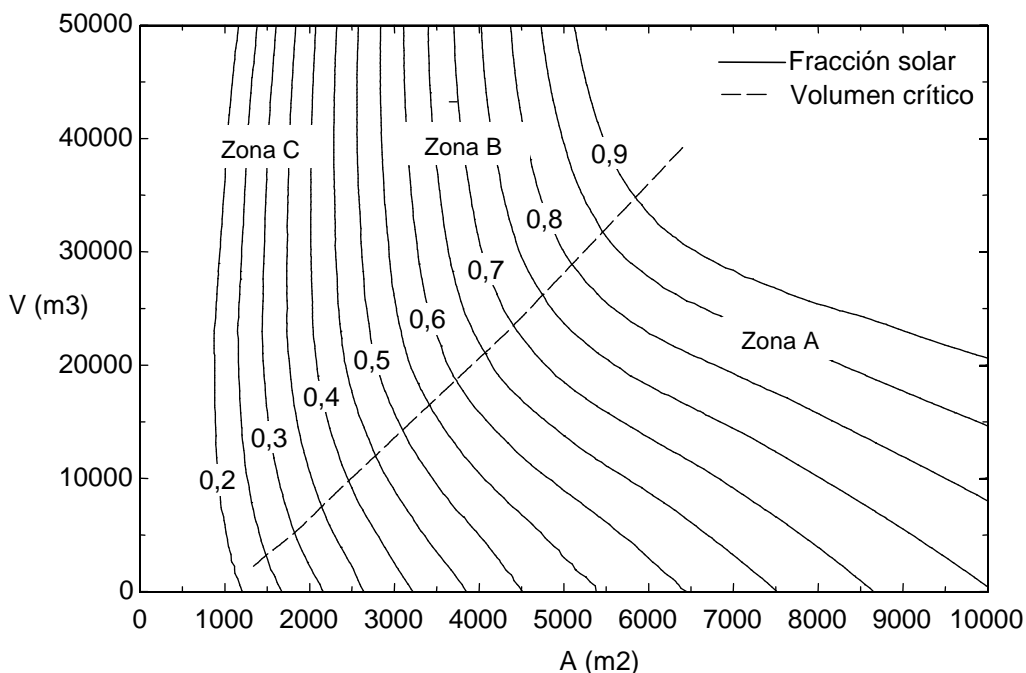


Figura A.4 – Fracción solar y volumen crítico en función de V y A para el caso base

En las zonas A y B un aumento en el volumen de acumulación o en el área de captadores aumenta la fracción solar obtenida. Al aumentar el volumen de acumulación y pasar de la zona B a la zona C se mantiene o incluso reduce la fracción solar obtenida; por tanto cualquier diseño con un volumen de acumulación menor obtendrá un mejor resultado con un mejor coste. La elección del valor más adecuado de estas dos variables dependerá de los límites del proyecto y del criterio de diseño elegido.

3. Análisis económico

3.1. Resultados caso base

Con los ratios de diseño $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(MWh/año)$ y $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$, se establece que la superficie de captación a instalar es de 3210 m^2 y el volumen del acumulador estacional, 19260 m^3 . La potencia térmica de la caldera obtenida a partir de la demanda base es 2000 kW . Realizado el dimensionado de los equipos, el coste de compra resultante se muestra en la Tabla A.18.

	Captadores	Acumulador	Caldera
Coste de compra, CTE (€)	767.000	2.011.200	43.600

Tabla A.18 - Coste de compra de equipos para el caso base

Los resultados correspondientes a inversión, coste anual de equipos, coste anual de energía producida y su coste unitario se muestran en la Tabla A.19.

	Solar	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	3.889.519	48.827	3.938.345
Coste equipos, Z (€/año)	229.445	3.536	232.981
Coste energía, C (€/año)	239.922	139.127	379.049
Coste unitario, c_q (€/MWh)	81,60	58,70	71,37

Tabla A.19 - Inversión, costes anuales y coste unitario de la energía para el caso base

El coste unitario del calor total producido es igual a $71,37 \text{ €/MWh}$. Cabe destacar que el coste unitario del calor solar es aproximadamente un 40% superior al coste unitario del calor auxiliar.

3.2. Economías de escala

El caso base analizado atiende la demanda de demanda de 1000 viviendas en Zaragoza. En la Tabla A.20 se muestran los resultados obtenidos al modificar el número de viviendas; es decir, la magnitud de la demanda, manteniendo constantes los ratios de diseño: $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(MWh/año)$ y $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

Lo más significativo es la disminución radical del coste unitario del calor solar que se va produciendo al aumentar el número de viviendas. Una pequeña parte de dicha reducción se debe a que al aumentar el volumen del acumulador disminuyen las pérdidas relativas de calor pero el efecto dominante son las economías de escala en el coste de inversión de los equipos; principalmente, en el acumulador estacional.

N_{viv}	A (m^2)	V (m^3)	Q_{solar} ($MWh/año$)	FS	η_{sis}	INV_{sol} (10^3 €)	INV_{sol}/N_{viv} (€/viv)	Z_{sol} (10^3 € /año)	c_{qsol} (€/MWh)
100	321	1926	284	0,53	0,52	831	8315	48	173
250	803	4815	724	0,54	0,53	1526	6105	88	126
500	1605	9630	1466	0,55	0,54	2430	4860	142	101
750	2408	14445	2211	0,55	0,54	3198	4623	188	89
1000	3210	19260	2959	0,55	0,54	3890	3890	229	82
1500	4815	28890	4459	0,56	0,54	5135	3423	305	72
2000	6420	38520	5962	0,56	0,55	6261	3131	373	66
2500	8025	48150	7468	0,56	0,55	7308	2923	437	62
3000	9630	57780	8976	0,56	0,55	8295	2765	498	59
4000	12840	77040	11996	0,56	0,55	10142	2536	612	54
5000	16050	96300	15021	0,56	0,55	11862	2372	719	51

Tabla A.20 - Resultados económicos en función del número de viviendas para el caso base

Para valorar el interés económico de los sistemas solares centralizados con acumulación estacional se ha calculado el coste unitario del calor producido en sistemas centralizados que empleen únicamente caldera de gas natural. Como se muestra en la Tabla A.21, el apoyo solar con acumulación estacional resulta competitivo económicamente sólo cuando el número de viviendas es muy elevado.

Para el caso base (1000 viviendas), el coste unitario del calor empleando únicamente la caldera de gas natural es aproximadamente $c_{qaux} = 56$ €/MWh. Sin embargo, dado que el modelo tiene en consideración las economías de escala del mercado del gas natural, según sea la demanda del sistema, el coste unitario del calor auxiliar varía entre $c_{qaux} = 64$ €/MWh para $N_{viv} = 100$ y $c_{qaux} = 51$ €/MWh para $N_{viv} = 5000$. En cuanto a los sistemas de calefacción solar con acumulación estacional, cabe destacar la gran repercusión que tienen las economías de escala, originando un descenso superior al 50% en el coste del calor total producido al pasar de 100 a 5000 viviendas.

N_{viv}	Q_d ($MWh/año$)	Con apoyo solar				Sin apoyo solar	
		FS	c_{qsol} (€/MWh)	c_{qaux} (€/MWh)	c_{qtot} (€/MWh)	FS	c_{qaux} (€/MWh)
100	535	0,53	173	67	123	0	64
250	1338	0,54	126	64	98		60
500	2675	0,55	101	61	83		58
750	4013	0,55	89	60	76		57
1000	5350	0,55	82	59	71		56
1500	8025	0,56	72	57	66		54
2000	10700	0,56	66	56	62		54
2500	13375	0,56	62	56	60		53
3000	16050	0,56	59	55	57		52
4000	21400	0,56	54	54	54		51
5000	26750	0,56	51	53	52		51

Tabla A.21 - Costes unitarios en función del número de viviendas para el caso base

3.3. Efecto económico del volumen de acumulación

Partiendo del caso base se mantiene el ratio $RAD = 0,6$ $m^2/(MWh/año)$ y se toman valores para el ratio RVA entre 1 y 6 m^3/m^2 para mostrar la variación del coste unitario del calor solar con el volumen de acumulación. En la Tabla A.22 se muestran los resultados obtenidos. En contra de lo que pudiera parecer, los efectos positivos de aumentar el volumen de acumulación (mayor producción solar, fracción solar y rendimiento global) no compensan el coste de la inversión requerida y el coste unitario del calor solar se ve incrementado. Esto es así incluso cuando el volumen instalado es

insuficiente para acumular todo el calor producido por el campo solar y debe desperdiciarse. Por tanto, con los costes de inversión actuales de los acumuladores térmicos en tanque de agua (*Water Tank Thermal Energy Storage*, TTES) el volumen crítico de acumulación no es la opción de diseño más económica en este caso.

RVA (m^3/m^2)	V (m^3)	$T_{acu,máx}$ ($^{\circ}C$)	Q_x ($MWh/año$)	FS	η_{sis}	c_{qsol} (€ / MWh)	c_{qaux} (€ / MWh)	c_{qtot} (€ / MWh)
6,0	19260	80,8	0	0,55	0,54	82	59	71
5,5	17655	84,0	0	0,55	0,53	80	59	70
5,0	16050	87,6	0	0,54	0,53	78	59	69
4,5	14445	90	28	0,52	0,51	77	59	68
4,0	12840	90	100	0,51	0,50	76	58	67
3,5	11235	90	172	0,49	0,48	75	58	67
3,0	9630	90	241	0,47	0,47	74	58	66
2,5	8025	90	317	0,46	0,45	72	58	65
2,0	6420	90	377	0,44	0,43	70	58	63
1,5	4815	90	454	0,42	0,41	67	58	62
1,0	3210	90	536	0,41	0,40	63	58	60

Tabla A.22 – Costes unitarios en función del volumen de acumulación para el caso base

3.4. Efecto económico del área de colectores

Para determinar cómo varía el coste del calor solar al aumentar el área del campo de captadores de modo que aumente la fracción solar, se supone como condición de diseño que se instala un acumulador de volumen crítico. En la Tabla A.23 se muestran los resultados obtenidos para el caso base. Cabe destacar que el coste unitario del calor solar se incrementa al aumentar la fracción solar manteniéndose prácticamente constante a fracciones solares elevadas. Lo cual significa que los costes asociados a la mayor pérdida de calor (al aumentar la fracción solar, la cantidad de calor acumulado aumenta y por tanto también lo hacen las pérdidas en el acumulador, lo que provoca una disminución del rendimiento global) se ven compensados por las economías de escala que supone aumentar el tamaño de los equipos instalados.

$\frac{RAD}{m^2}$ ($\frac{MWh/año}{m^2}$)	A (m^2)	RVA_c (m^3/m^2)	V (m^3)	Q_{solar} ($MWh/año$)	FS	η_{sis}	c_{qsol} (€ / MWh)	c_{qaux} (€ / MWh)	c_{qtot} (€ / MWh)
0,3	1605	2,4	3852	1477	0,28	0,54	71	57	61
0,4	2140	3,5	7490	1933	0,36	0,53	76	58	64
0,5	2675	4,2	11235	2402	0,45	0,53	77	58	67
0,6	3210	4,7	15087	2845	0,53	0,52	77	59	69
0,7	3745	5,0	18725	3280	0,61	0,52	77	59	70
0,8	4280	5,3	22684	3740	0,70	0,51	76	60	71
0,9	4815	5,5	26483	4121	0,77	0,50	76	60	72
1,0	5350	5,8	31030	4531	0,85	0,50	76	62	73
1,1	5885	6,0	35310	4928	0,92	0,49	75	64	74
1,2	6420	6,1	39162	5273	0,99	0,48	75	70	75

Tabla A.23 – Costes unitarios en función del área de captación para el caso base

3.5. Mínimo coste unitario y efecto de reducción del coste del acumulador

Como ya se ha indicado, para el caso base el coste unitario del calor empleando únicamente caldera de gas natural es aproximadamente $c_{qaux} = 56 \text{ €/MWh}$ (ver Tabla A.21). De los costes unitarios presentados en las Tablas A.20, A.22 y A.23, sólo cuando el número de viviendas es muy elevado, el apoyo solar con acumulación estacional a sistemas centralizados de calefacción resulta interesante económicamente. Por consiguiente, los resultados indican que salvo para

instalaciones de gran tamaño, sólo una imposición legal de una mínima cobertura solar, una ayuda a la inversión o de otro tipo, hará viable económicamente los sistemas de calefacción solar con acumulación estacional.

Todos los resultados anteriores se refieren a acumulación térmica en tanque de agua (*Water Tank Thermal Energy Storage*) que es más cara por unidad de volumen pero de aplicación universal. La comparación de los costes de inversión para distintos tipos de acumuladores estacionales indica que pueden reducirse hasta una cuarta parte al cambiar la acumulación en tanque de agua por otras tecnologías: acumulación en terreno (*Borehole Thermal Energy Storage*), acumulación en acuíferos (*Aquifer Thermal Energy Storage*) y acumulación en acuíferos (*Aquifer Thermal Energy Storage*) (Guadalfajara et al, 2013). Por otro lado, dado que los acumuladores estacionales existentes son instalaciones experimentales, cabe esperar que se produzca una importante reducción de costes con el desarrollo y perfeccionamiento de los procesos de construcción. El cambio de tipo de acumulador y/o la experiencia adquirida con los sucesivos proyectos se introduce en las ecuaciones del modelo económico modificando el parámetro α que hasta ahora se ha supuesto igual a cero. El valor $\alpha = 0$ corresponde con la experiencia acumulada en los proyectos de demostración europeos de las dos últimas décadas utilizando un acumulador tipo tanque de agua.

Para analizar este efecto de cambio de tipo de acumulador o aumento de experiencia se han tomado distintos valores de α , desde $\alpha = 0$ hasta $\alpha = 0,75$, obteniendo para cada caso el diseño (*RAD* y *RVA*) de mínimo coste unitario del calor total para distintas fracciones solares.

El problema de optimización planteado es el siguiente:

- Variables libres de diseño: *RAD* y *RVA*
- Función objetivo: $\text{Min } cq_{tot}$
- Restricción: α y *FS*

Los resultados obtenidos para el caso base se muestran en la Tabla A.24.

Puede observarse que cuando $\alpha = 0$, es decir, con los costes de inversión actuales de los acumuladores térmicos en tanque de agua, el diseño óptimo económico se alcanza con la fracción solar mínima considerada ($FS = 40\%$), con acumulación mínima ($RVA = 1 \text{ m}^3/\text{m}^2$) y el consiguiente derroche de calor ($Q_x/Q_c > 0$). Por tanto, cabe destacar que si el coste de acumulación del calor solar es mayor que el coste de sobreproducción, se alcanza un coste mínimo sin utilizar acumulación estacional ($RVA < 1 \text{ m}^3/\text{m}^2$). Sin embargo, dadas las limitaciones del modelo de optimización para representar fielmente la operación de sistemas con baja acumulación, no se han calculado casos con volumen de acumulación $RVA < 1 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

En el caso que se imponga una fracción solar al sistema, el criterio de diseño óptimo económico pasa a ser de acumulación estacional, con sobreproducción para $FS = 0,8$ y de volumen crítico para $FS = 0,95$.

α	<i>FS</i>	40%	50%	60%	70%	80%	90%	95%
0	$RAD \left(\frac{m^2}{MWh/año} \right)$	0,6	0,8	1,1	1,4	1,2	1,1	1,1
	$RVA (m^3/m^2)$	1,0	1,0	1,0	1,0	3,1	5,9	6,0
	$c_{qsol} (€/MWh)$	63	64	66	69	74	75	75
	$c_{qaux} (€/MWh)$	58	58	59	60	61	63	66
	$c_{qtot} (€/MWh)$	60	61	63	66	72	74	75
	Q_x/Q_c	19%	29%	29%	33%	18%	0	0
	AP_{acu}	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
0,25	$RAD \left(\frac{m^2}{MWh/año} \right)$	0,6	0,8	1,1	1,4	0,9	1,1	1,1
	$RVA (m^3/m^2)$	1,0	1,0	1,0	1,0	5,6	5,9	6,0
	$c_{qsol} (€/MWh)$	57	58	60	63	64	64	64
	$c_{qaux} (€/MWh)$	58	58	59	60	61	63	66
	$c_{qtot} (€/MWh)$	58	58	60	62	64	64	64
	Q_x/Q_c	19%	24%	29%	33%	0	0	0
	AP_{acu}	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
0,5	$RAD \left(\frac{m^2}{MWh/año} \right)$	0,6	0,8	0,7	0,8	0,9	1,1	1,1
	$RVA (m^3/m^2)$	1,0	1,0	5,0	5,3	5,6	5,9	6,0
	$c_{qsol} (€/MWh)$	51	52	54	53	53	53	53
	$c_{qaux} (€/MWh)$	58	58	59	60	61	63	66
	$c_{qtot} (€/MWh)$	55	55	56	55	55	54	54
	Q_x/Q_c	19%	24%	0	0	0	0	0
	AP_{acu}	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
0,75	$RAD \left(\frac{m^2}{MWh/año} \right)$	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
	$RVA (m^3/m^2)$	3,9	4,5	5,0	5,3	6,0	6,6	6,8
	$c_{qsol} (€/MWh)$	43	43	43	42	42	42	42
	$c_{qaux} (€/MWh)$	58	58	59	60	61	63	66
	$c_{qtot} (€/MWh)$	52	51	49	47	46	44	43
	Q_x/Q_c	0	0	0	0	0	0	0
	AP_{acu}	100%	100%	100%	100%	95%	92%	91%

Tabla A.24 – Mínimo coste unitario del calor total en función de la FS y de α para el caso base

Si los costes de los acumuladores estacionales se reducen, se justifica económicamente el uso del acumulador estacional frente a la sobreproducción a fracciones solares menores, para $\alpha = 0,5$ a $FS = 60\%$ y para $\alpha = 0,75$ a $FS = 40\%$. Incluso se justifica el sobredimensionado del acumulador ($RVA > RVA_c$) para reducir la temperatura máxima del acumulador (por ejemplo: $\alpha = 0,75$; $FS = 95\%$; $AP_{acu} = 91\%$; $T_{acu} = 84,5^\circ C$). De hecho, para cada valor de α existe una fracción solar crítica por encima de la cual el diseño de mínimo coste es el de acumulación estacional y por debajo de la cual el diseño de mínimo coste es de acumulación mínima. Como se observa en la Figura A.5, en esta zona se produce una discontinuidad en el diseño de mínimo coste y lo más adecuado es utilizar acumulación estacional con volumen crítico o acumulación mínima, exceptuando el caso: $\alpha = 0$; $FS = 80\%$; $RVA = 3,1 m^3/m^2$; $Q_x/Q_c = 18\%$, en el que se emplea acumulación estacional sin alcanzar el volumen crítico.

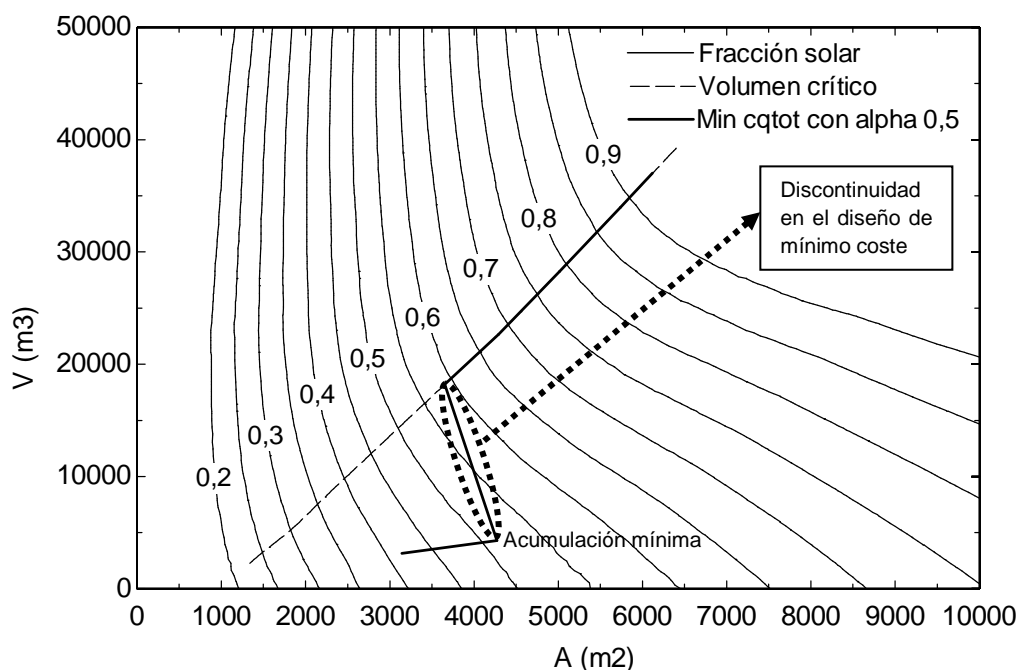


Figura A.5 – Mínimo coste unitario del calor total en función de V y A con $\alpha=0,5$ para el caso base

Conforme se reducen los costes de acumulación resulta más adecuado acumular la sobreproducción de verano que rechazar calor ($Q_x/Q_c = 0$) y como se ha visto, incluso puede convenir sobredimensionar el acumulador de modo que el volumen del acumulador supere al volumen crítico de acumulación ($AP_{acu} < 100\%$), disminuyendo así la temperatura en el acumulador y por ende, las pérdidas térmicas en el mismo.

Los resultados obtenidos muestran tres hechos muy significativos cuando los costes de inversión en el acumulador se reducen a la mitad o menos de la mitad ($\alpha \geq 0,5$):

- 1) El coste unitario del calor solar es menor que el del calor auxiliar.
- 2) El coste no cambia apreciablemente con la fracción solar; es decir, resulta interesante económicamente el diseño de sistemas que cubran prácticamente la totalidad de la demanda.
- 3) El volumen crítico de acumulación supone el criterio de diseño con mínimo coste para fracciones solares del 50% o superiores.

4. Bibliografía

AEMET. *Guía resumida del clima en España 1971-2000*. Ministerio de Medio Ambiente, 2001.

AENOR. *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares*. AENOR, UNE-EN 12975:2006.

Cannistraro, G.; Giaconia, C.; Pietrafesa, M.; Rizzo, G. *Reduced weather data for building climatization and application to 29 european locations*. Energy, 20(7), 637-646, 1995.

Collares-Pereira, M.; Rabl, A. *The average distribution of solar radiation - Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*. Solar Energy, 22(2), 155-184, 1979.

Cooper, P.I. *The absorption of radiation in solar stills*. Solar Energy, 12(3), 333-346, 1969.

Duffie, J.A.; Beckman, W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes* (3^a ed.). Wiley, 2006.

Erbs, D.G.; Klein, S.A.; Duffie, J.A. *Estimation of diffuse radiation fraction for hourly, daily, and monthly-average global radiation*. Solar Energy, 28(4), 293-302, 1982.

Erbs, D.G.; Klein, S.A.; Beckman, W.A. *Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures*. ASHRAE Journal, 25(6), 60-65, 1983.

Erbs D.G. *Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling loads*. Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Dept., University of Wisconsin-Madison, 1984.

Eurostat. *Precios gas natural y electricidad para consumidores industriales en España*. 2012.

Guadalfajara, M. *Evaluación de centrales solares térmicas para el sector residencial en España*. Master Thesis, EINA, Universidad de Zaragoza, 2013.

Guadalfajara, M.; Lozano, M.A.; Serra, L. *Criterios de diseño y optimización de sistemas solares centralizados con acumulación estacional*. VIII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica, Burgos, 2013.

IDAE. *Escala de calificación energética para edificios de nueva construcción*. Ministerio de Vivienda, 2009.

IDAE. *Factores de conversión energía primaria y factor de emisión de CO₂ para carburantes, usos térmicos y electricidad. Año 2011*. Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2012.

IEA. *Technology Roadmap: Solar Heating and Cooling*. 2012.

Liu, B.Y.H.; Jordan, R.C. *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. Solar Energy, 4(3), 1-19, 1960.

Lozano, M.A., Anastasia, A., Palacín, F., Serra, L.M. *Simulation study and economic analysis of large-scale solar heating plants in Spain*. EuroSun, Graz, 2010a.

Lozano, M.A., Anastasia, A., Serra, L.M., Verda, V. *Thermoeconomic cost analysis of central solar heating plants combined with seasonal storage*. IMECE, Vancouver, 2010b.

Páginas web

Arcon. <http://www.arcon.dk> [Consulta: 12 de julio de 2013]

ANEXO B: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

1. Descripción del modelo

Procediendo del mismo modo que en el modelo de optimización del sistema solar con acumulación estacional, la descripción del modelo que sigue a continuación incluye los resultados correspondientes al caso base planteado.

En el sistema de cogeneración con acumulación estacional, se utilizan como criterios de diseño más importantes:

- Potencia eléctrica nominal del motor de cogeneración [*MW*]
- Régimen de operación [*h/mes*]
- Ratio de acumulación: RVQ [$m^3/(MWh/año)$]

$$RVQ = \frac{\text{Volumen de acumulación } [m^3]}{\text{Producción térmica anual del motor } [MWh/año]}$$

1.1. Datos

Los datos referentes al caso base planteado se resumen en las Tablas A.1, A.2 y A.3.

1.2. Temperatura ambiente

La descripción del cálculo de la temperatura ambiente hora a hora a lo largo de un día representativo del mes se muestra en el Apartado 1.2 del Anexo A.

1.3. Demanda

El procedimiento de cálculo de la demanda total que debe atender el sistema cada mes está descrito en el Apartado 1.3 del Anexo A.

1.4. Producción cogeneración

El motor de cogeneración consume gas natural y produce simultáneamente energía térmica y eléctrica. La energía térmica se recupera mediante intercambiadores de calor y abastece al acumulador estacional del sistema. En cambio, la energía eléctrica producida se vende en el mercado eléctrico. El motor utilizado en el sistema es de la marca comercial MWM y el modelo escogido es *TCG 2016 V16 C*, sus características se muestran en la Tabla B.1.

Rendimiento eléctrico	$\eta_w = 0,423$
Relación calor-electricidad	$RQW = 1,069$
Consumo propio de electricidad	3%

Tabla B.1 - Características del motor de cogeneración

La potencia eléctrica nominal del motor se representa mediante la variable de diseño W_{mot} en *MW*. A partir del rendimiento eléctrico y la relación calor-electricidad se obtiene la potencia consumida, F_{mot} en *MW* y la potencia térmica producida, Q_{mot} en *MW*:

$$F_{mot} = \frac{W_{mot}}{\eta_w}$$

$$Q_{mot} = W_{mot} \cdot RQW$$

Para el cálculo de la producción mensual de calor y electricidad, $Q_m[m]$ y $W_m[m]$ en *MWh/mes*, se multiplica la potencia por las horas mensuales de operación:

$$Q_m[m] = Q_{mot} \cdot H_m[m]$$

$$W_m[m] = (1 - 0,03) \cdot W_{mot} \cdot H_m[m]$$

Del mismo modo se obtiene el consumo mensual de gas natural, $F_m[m]$ en *MWh/mes*:

$$F_m[m] = F_{mot} \cdot H_m[m]$$

Para determinar las horas de funcionamiento del motor de cogeneración debe conocerse la discriminación horaria establecida en el régimen económico-legal para las instalaciones de cogeneración en España. En la Tabla B.2 se muestra de forma simplificada y sencilla la distribución anual de los periodos tarifarios:

6,1,6,2,6,3 y 6,4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tipo A L-V no festivo Ene-Feb-Dic	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
Tipo A1 L-V no festivo 16-30Jun-Jul	6	6	6	6	6	6	6	6	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Tipo B L-V no festivo 1-15Jun-Sep	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Tipo B1 L-V no festivo Mar-Nov	6	6	6	6	6	6	6	6	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	4	4
Tipo C L-V no festivo Abr-May-Oct	6	6	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Tipo D S-D festivos Agosto	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Tabla B.2 - Distribución anual de los periodos horarios (ITC/2794/2007)

Se considerarán a estos efectos como días festivos los de ámbito nacional definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión de los festivos sustituibles, así como de los que no tienen fecha fija (Orden ITC/2794/2007).

Los periodos correspondientes a horas valle y punta se muestran en la Tabla B.3:

Periodo horario	Punta	Valle
Periodo tarifario	P1 a P5	P6

Tabla 15 - Periodos tarifarios aplicables a instalaciones de la categoría A (RD 1578/2008)

Considerando la relación de fiestas laborales para el año 2012 (Resolución 6/10/2011), se han determinado el número de horas mensuales correspondientes a cada periodo, las cuales se muestran en la Tabla B.4.

Mes	$H_{valle}[m]$	$H_{punta}[m]$
Ene	392	352
Feb	336	336
Mar	392	352
Abr	400	320
May	392	352
Jun	384	336
Jul	392	352
Ago	744	0
Sep	400	320
Oct	392	352
Nov	384	336
Dic	440	304
AÑO	5048	3712

Tabla 16 - Número de horas mensuales punta y valle

Por tanto, el número de horas totales de cada mes, $H_{total}[m]$, será:

$$H_{total}[m] = H_{valle}[m] + H_{punta}[m]$$

Fijadas las horas valle y punta que dispone cada mes, las horas de operación del motor de cogeneración, $H_m[m]$, son la suma de las horas de operación en periodo valle, $H_v[m]$, y las de periodo punta, $H_p[m]$, satisfaciendo siempre la condición de no superar las horas punta ni las horas totales que dispone cada mes:

$$H_m[m] = H_v[m] + H_p[m]$$

$$H_p[m] \leq H_{punta}[m]$$

$$H_m[m] \leq H_{total}[m]$$

Para el caso base definido, se ha fijado una potencia del motor $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$ y un régimen de operación que comprende únicamente las horas punta, $H_m[m] = H_p[m]$, las cuales se muestran en la Tabla B.5 junto con los valores mensuales correspondientes a la producción térmica, $Q_m[m]$, a la producción eléctrica, $W_m[m]$, y al consumo de gas natural, $F_m[m]$.

	$H_m(h/mes)$	$Q_m(MWh/mes)$	$W_m(MWh/mes)$	$F_m(MWh/mes)$
Ene	352	263,4	239,0	582,5
Feb	336	251,4	228,1	556,0
Mar	352	263,4	239,0	582,5
Abr	320	239,5	217,3	529,6
May	352	263,4	239,0	582,5
Jun	336	251,4	228,1	556,0
Jul	352	263,4	239,0	582,5
Ago	0	0	0	0
Sep	320	239,5	217,3	529,6
Oct	352	263,4	239,0	582,5
Nov	336	251,4	228,1	556,0
Dic	304	227,5	206,4	503,0
AÑO	3712	2778	2520	6143

Tabla B.5 – Operación, producción y consumo del motor con $H_m=H_{punta}$ y $W_{mot}=0,7 \text{ MW}$

1.5. Balance mensual

La producción térmica del motor de cogeneración se almacena en el acumulador estacional, el cual tiene las características que se indican en la Tabla A.14.

La carga del acumulador al finalizar el mes m , $EA[m]$ en MWh , debe cumplir la siguiente condición:

$$0 \leq EA[m] \leq EA_{max}$$

La capacidad de acumulación, EA_{max} en MWh , puede calcularse como:

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9}$$

Donde $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del agua y $c_p = 4180 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ su calor específico. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito, $T_{min} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, y la máxima se establece en $T_{max} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$.

El volumen del acumulador, V en m^3 , viene fijado por la variable de diseño relación volumen-producción térmica, RVQ en $\text{m}^3/(MWh/\text{año})$, y por la producción térmica del motor de cogeneración, $Q_{m,anual}$ en $MWh/\text{año}$:

$$V = RVQ \cdot Q_{m,anual} = RVQ \cdot (W_{mot} \cdot RQW \cdot H_{m,anual})$$

Al igual que la potencia eléctrica nominal del motor y sus horas de operación mes a mes, el volumen del acumulador se establece como variable de diseño.

El porcentaje de aprovechamiento del acumulador estacional, AP_{acu} , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$AP_{acu} = \text{Máx} \left(\frac{EA[m]}{EA_{máx}} \cdot 100 \right)$$

Cuando durante un mes se alcanza la temperatura límite del acumulador estacional ($90 \text{ }^\circ\text{C}$), significa que se emplea al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$).

Todos los flujos de calor $Q_i[m]$ que aparecen en las ecuaciones y en el diagrama del sistema mostrado en la Figura B.1 se expresan en MWh/mes .

El balance de energía mensual del sistema es:

$$EA[m-1] + Q_{entra}[m] = EA[m] + Q_l[m] + Q_{cog}[m]$$

Cuando el acumulador no atiende el total de la energía demandada, el sistema se abastece de energía auxiliar mediante una caldera de gas natural. La energía mensual que proviene de la caldera es $Q_g[m]$:

$$Q_g[m] = Q_d[m] - Q_{cog}[m]$$

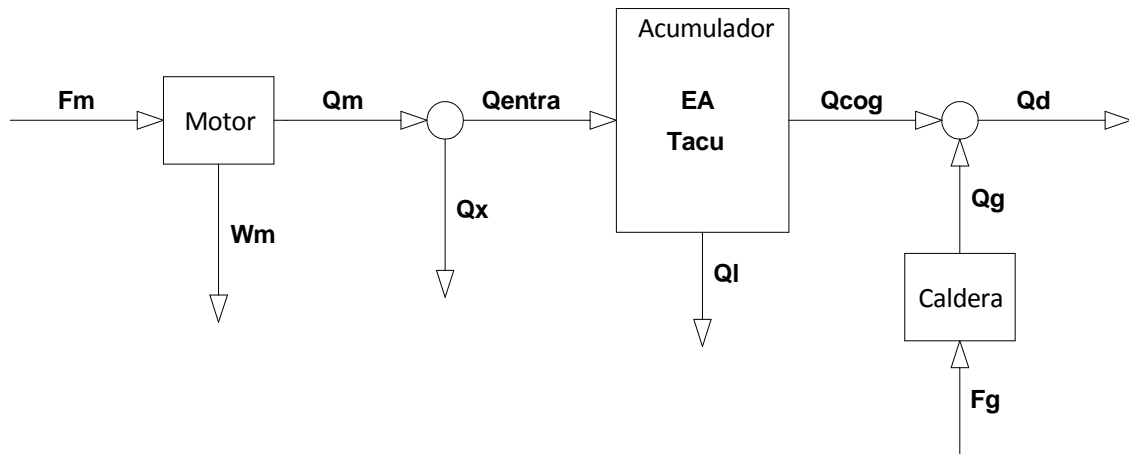


Figura B.1 - Diagrama del sistema de cogeneración con acumulación estacional

Por tanto, la fracción mensual que proviene de la cogeneración será:

$$FCOG[m] = \frac{Q_{cog}[m]}{Q_d[m]}$$

De acuerdo con la normativa de Régimen Especial (RD 661/2007) la instalación de cogeneración debe acreditar un rendimiento eléctrico equivalente anual $REE \geq 55\%$ si la potencia eléctrica instalada es mayor o igual a 1 MW. Para instalaciones de potencia inferior, el REE mínimo se reduce un 10% hasta $REE \geq 49,5\%$.

La definición del rendimiento eléctrico equivalente (REE) proviene de utilizar un criterio particular a la hora de repartir el consumo de combustible entre los dos productos del sistema de cogeneración. Concretando, si una caldera convencional de rendimiento η_Q consumiría el combustible F_Q para producir (por obligación y sin cogenerar) el calor útil Q , la decisión de instalar (por interés económico) el sistema de cogeneración supone un consumo adicional de combustible F_{eqW} para producir además la electricidad W . Por tanto, el rendimiento eléctrico equivalente es:

$$REE = \frac{W}{F_{eqW}} = \frac{W}{F - F_Q} = \frac{W}{F - \frac{Q}{\eta_Q}}$$

El valor del rendimiento de la caldera convencional de referencia a introducir en la ecuación de cálculo del REE adquiere el valor $\eta_Q = 0,9$ para calderas de producción de agua caliente utilizando como combustible gas natural (Decisión 21/12/2006).

Puesto que el criterio de rendimiento eléctrico equivalente pone especial énfasis en averiguar si los sistemas de cogeneración transforman con mayor eficiencia la energía consumida en productos útiles (calor y trabajo) que los sistemas convencionales, se establece que el rechazo de energía $Q_x[m]$ (equivalente a la energía que no puede ser acumulada porque el acumulador alcanza su temperatura máxima $T_{max} = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$) sea nulo. De este modo, puede asegurarse que la instalación cumpla el criterio de rendimiento eléctrico equivalente al destinarse toda la producción térmica del motor al

acumulador para atender la demanda y evitando que éste opere únicamente por interés económico derrochando el calor generado. Por tanto:

$$Q_{entra}[m] = Q_m[m]$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador, $Q_l[m]$, se calcula siguiendo el procedimiento descrito en el Apartado 1.6 del Anexo A.

Al igual que en el modelo descrito en el Anexo A, la temperatura del acumulador al final de cada mes, $T_{acu}[m]$, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}}$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior.

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12]$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12]$$

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de las bombas, pérdidas de calor en intercambiadores de calor ni pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se han incluido pérdidas de calor de la red de distribución.

Los valores anuales de los flujos de energía térmica del sistema, $Q_{i,anual}$ en $MWh/año$, se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Q_{i,anual} = \sum_{m=1}^{12} Q_i[m]$$

Del mismo modo se calcula la producción anual de electricidad y el consumo de gas natural del motor de cogeneración, $W_{m,anual}$ y $F_{m,anual}$ en $MWh/año$ respectivamente:

$$W_{m,anual} = \sum_{m=1}^{12} W_m[m]$$

$$F_{m,anual} = \sum_{m=1}^{12} F_m[m]$$

El rendimiento del acumulador estacional, η_{acu} , y el rendimiento de la cogeneración con acumulación estacional, η_{cog} , serán:

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{cog,anual}}{Q_{entra,anual}}$$

$$\eta_{cog} = \frac{Q_{cog,anual} + W_{m,anual}}{F_{m,anual}}$$

La fracción anual que proviene de la cogeneración de la instalación, $FCOG_{anual}$, será:

$$FCOG_{anual} = \frac{Q_{cog,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Fijada la potencia del motor $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$ y un régimen de operación que comprende únicamente las horas punta, $H_m[m] = H_p[m]$ (ver Tabla B.5), se establece un ratio de acumulación $RVQ = 3,6 \text{ m}^3 / (\text{MWh/año})$. Con estas variables de diseño se obtienen para el caso base los resultados de operación global del sistema mostrados en la Tabla B.6.

	W_m (MWh)	Q_m (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{cog} (MWh)	Q_g (MWh)	$FCOG$
Ene	239,0	263,4	0	263,4	3,5	30,0	0	1101,6	259,9	841,8	0,23
Feb	228,1	251,4	0	251,4	3,2	30,0	0	787,3	248,2	539,0	0,32
Mar	239,0	263,4	0	263,4	3,5	30,0	0	617,1	259,9	357,2	0,42
Abr	217,3	239,5	0	239,5	3,4	30,0	0	426,6	236,0	190,6	0,55
May	239,0	263,4	0	263,4	3,5	43,4	155,4	104,4	104,4	0	1
Jun	228,1	251,4	0	251,4	6,5	56,3	305,1	95,3	95,3	0	1
Jul	239,0	263,4	0	263,4	9,8	70,4	469,2	89,5	89,5	0	1
Ago	0	0	0	0	13,1	61,3	363,6	92,5	92,5	0	1
Sep	217,3	239,5	0	239,5	10,6	72,8	497,2	95,3	95,3	0	1
Oct	239,0	263,4	0	263,4	13,7	72,5	493,5	253,5	253,5	0	1
Nov	228,1	251,4	0	251,4	13,2	35,8	66,9	664,8	664,8	0	1
Dic	206,4	227,5	0	227,5	4,9	30,0	0	1022,2	289,5	732,7	0,28
AÑO	2520	2778	0	2778	89			5350	2689	2661	0,50

Tabla B.617 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

El aprovechamiento del acumulador estacional es $AP_{acu} = 71\%$, el rendimiento del mismo, $\eta_{acu} = 97\%$, y el rendimiento global del sistema, $\eta_{cog} = 85\%$.

1.6. Estimación de costes

Coste equipos

Las ecuaciones de coste del acumulador estacional, CTE_{acu} en €, y de la caldera, CTE_{cal} en €, se muestran en el Apartado 1.7 del Anexo A. El coste del motor de cogeneración, CTE_{mot} en €, se obtiene a partir de su potencia nominal, W_{mot} en MW, mediante la siguiente ecuación:

$$CTE_{mot} = 10^6 \cdot W_{mot}^{0,895}$$

La inversión requerida para el resto de equipos auxiliares al acumulador (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) se incluyen considerando un factor de sobre coste del 25% ($f_{aux} = 0,25$). Para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, dirección de obra, seguros, etc.) se considera un factor de sobre coste del 12%

($f_{ind} = 0,12$). Por tanto, la inversión del motor (INV_{mot}), la inversión del acumulador (INV_{acu}) y la inversión de la caldera (INV_{cal}) resultan:

$$INV_{mot} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{mot}$$

$$INV_{acu} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{acu}$$

$$INV_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal}$$

Agrupando términos se obtiene la inversión de cogeneración (INV_{cog}) y la inversión total (INV_{tot}):

$$INV_{cog} = INV_{mot} + INV_{acu}$$

$$INV_{tot} = INV_{cog} + INV_{cal}$$

El coste anual de los equipos se calcula sumando la amortización anual más los costes de operación y mantenimiento del equipo. Para el cálculo de la amortización se emplea una tasa de interés del 3,0% ($i_a = 0,030 \text{ año}^{-1}$). La vida útil de los equipos se estima en 25 años para el motor y la caldera ($NA_{mot} = 25 \text{ años}$ y $NA_{cal} = 25 \text{ años}$) y 50 años para el acumulador estacional ($NA_{acu} = 50 \text{ años}$). Los costes de amortización se distribuyen a lo largo del periodo de vida útil del equipo. Los costes anuales de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5% ($f_{ope} = 0,015 \text{ año}^{-1}$) de la inversión de acuerdo con el criterio propuesto por la IEA (2012).

Por tanto los costes anuales Z_{mot} , Z_{acu} y Z_{cal} , en €/año, vendrán dados por:

$$Z_{mot} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{mot} \cdot (f_{ope} + FA_{mot})$$

$$Z_{acu} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{acu} \cdot (f_{ope} + FA_{acu})$$

$$Z_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal} \cdot (f_{ope} + FA_{cal})$$

Siendo FA_{mot} , FA_{acu} y FA_{cal} los factores de amortización de cada uno de los equipos principales, los cuales vienen dados por las siguientes expresiones:

$$FA_{mot} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{mot}}}{(1 + i_a)^{NA_{mot}} - 1}$$

$$FA_{acu} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{acu}}}{(1 + i_a)^{NA_{acu}} - 1}$$

$$FA_{cal} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{cal}}}{(1 + i_a)^{NA_{cal}} - 1}$$

Agrupando los costes anuales de los equipos, se obtienen en €/año el coste anual de cogeneración y el total, Z_{cog} y Z_{tot} respectivamente:

$$Z_{cog} = Z_{mot} + Z_{acu}$$

$$Z_{tot} = Z_{cog} + Z_{cal}$$

Coste electricidad auxiliar

El cálculo del coste anual asociado al consumo eléctrico auxiliar, C_{el} en €/año, se muestra en el Apartado 1.7 del Anexo A.

Coste gas natural

La ecuación de cálculo del coste anual asociado al consumo de gas natural, C_{gn} en €/año, se muestra en el Apartado 1.7 del Anexo A.

Sin embargo, en este caso al consumo de gas natural de la caldera ($\eta_{cal} = 0,9$), $F_{g,anual}$ en $MWh/año$, se le suma el consumo de gas natural del motor de cogeneración, $F_{m,anual}$ en $MWh/año$. Por tanto, el consumo total de gas natural, $F_{gn,anual}$ en $MWh/año$, se calcula como:

$$F_{gn,anual} = F_{g,anual} + F_{m,anual} = \frac{Q_{g,anual}}{\eta_{cal}} + F_{m,anual}$$

Venta de energía eléctrica

Según el RD 661/2007, las instalaciones de cogeneración acogidas al Régimen Especial pueden vender parcial o totalmente su producción eléctrica, debiendo elegir entre una tarifa regulada o la venta al mercado con prima. Se ha escogido la opción de tarifa por la comodidad que supone conocer los precios de venta. Además, cabe la posibilidad de acogerse al régimen de discriminación horaria de dos periodos (punta y valle) descrito en el Apartado 1.4 del presente Anexo. Si se elige la opción de discriminación horaria (la decisión compromete un año completo), las tarifas de venta de electricidad quedan afectadas por el factor de bonificación o descuento indicado en la Tabla B.7.

Periodo horario	Punta	Valle
Factor	$f_{hp} = 1,37$	$f_{hv} = 0,64$

Tabla B.7 - Factor de bonificación o descuento según periodo horario

La retribución en tarifa regulada se establece en función de la categoría, grupo, subgrupo y potencia de la instalación. Atendiendo a la clasificación que se establece para las instalaciones acogidas al Régimen Especial, la instalación de cogeneración planteada se encuadra en la categoría *a*), grupo 1 y subgrupo 1. La potencia eléctrica a instalar en la planta de cogeneración, dada la magnitud de la demanda energética del caso base, se limita a $P \leq 2 MW$. Las tarifas se actualizan trimestralmente en función de los índices de precios de combustibles y el IPC. En la Tabla B.8 se muestran los valores correspondientes al primer trimestre de 2013:

Potencia instalada, P (MW)	Precio tarifa regulada, $P_{el,tr}$ (€/kWh)
$P \leq 0,5 MW$	0,175757
$0,5 MW \leq P \leq 1 MW$	0,144223
$1 MW \leq P \leq 10 MW$	0,117874

Tabla B.8 - Precio tarifa regulada según potencia instalada para el primer trimestre de 2013

El beneficio anual asociado a la venta de electricidad, V_{el} en €/año, será:

$$V_{el} = (1 - 0,03) \cdot W_m \cdot 10^3 \cdot (H_{p,anual} \cdot P_{el,hp} + H_{v,anual} \cdot P_{el,hv})$$

Donde W_m representa la potencia instalada en MW , $H_{p,anual}$ y $H_{v,anual}$ las horas de operación anuales en periodo punta y periodo valle respectivamente, en $h/año$:

$$H_{p,anual} = \sum_{m=1}^{12} H_p[m]$$

$$H_{v,anual} = \sum_{m=1}^{12} H_v[m]$$

Los precios de la electricidad vendida en periodo punta y periodo valle, $P_{el,hp}$ y $P_{el,hv}$ en €/kWh, vienen dados por las ecuaciones siguientes:

$$P_{el,hp} = f_{hp} \cdot P_{el,tr}$$

$$P_{el,hv} = f_{hv} \cdot P_{el,tr}$$

No se ha incluido en el cálculo del beneficio anual asociado a venta de electricidad el complemento por eficiencia contemplado en el RD 661/2007 para las instalaciones del Régimen Especial a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.

Coste total

El coste total del sistema, C_{tot} en €/año, será la suma del coste anual de los equipos (Z_{tot}), del coste eléctrico (C_{el}) y del coste del gas natural (C_{gn}), menos el beneficio obtenido por la venta de electricidad (V_{el}):

$$C_{tot} = Z_{tot} + C_{el} + C_{gn} - V_{el}$$

Coste cogeneración

El coste de cogeneración anual, C_{cog} en €/año, será:

$$C_{cog} = Z_{mot} + Z_{acu} - V_{el} + F_{mot} \cdot H_{m,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{gn} + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{cog,anual}}{Q_{d,anual}}$$

La variable $H_{m,anual}$ representa las horas de operación anuales del motor de cogeneración:

$$H_{m,anual} = H_{p,anual} + H_{v,anual}$$

Coste auxiliar

El coste auxiliar anual, C_{aux} en €/año, será:

$$C_{aux} = F_{g,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{gn} + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{g,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Costes unitarios

El coste unitario de la energía, c_i en €/MWh, se calcula como cociente entre el coste anual y la energía producida. Por tanto, el coste unitario de la energía de cogeneración, c_{qcog} , de la energía auxiliar, c_{qaux} , y de la energía total, c_{qtot} , serán:

$$c_{qcog} = \frac{C_{cog}}{Q_{cog,anual}}$$

$$c_{qaux} = \frac{C_{aux}}{Q_{g,anual}}$$

$$c_{qtot} = \frac{C_{tot}}{Q_{d,anual}}$$

Los resultados económicos correspondientes al caso base planteado con las variables de diseño $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$, $H_m[m] = H_p[m]$ y $RVQ = 3,6 \text{ m}^3/(\text{MWh/año})$ se muestran en la Tabla B.9.

	Cogeneración	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	2.695.460	48.827	2.744.287
Coste equipos, Z (€/año)	160.301	3.536	166.837
Coste energía, C (€/año)	-44.399	146.735	102.335
Coste unitario, c_q (€/MWh)	-16,51	55,14	19,12

Tabla B.9 - Resultados económicos para el caso base

2. Análisis físico

2.1. Resultados caso base

Para el caso base se han establecido las siguientes variables de diseño $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$, $H_m[m] = H_p[m]$ y $RVQ = 3,6 \text{ m}^3/(\text{MWh/año})$. Los resultados globales de la operación anual del sistema se muestran en la Tabla B.10.

	W_m (MWh)	Q_m (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{cog} (MWh)	Q_g (MWh)	FCOG
Ene	239,0	263,4	0	263,4	3,5	30,0	0	1101,6	259,9	841,8	0,23
Feb	228,1	251,4	0	251,4	3,2	30,0	0	787,3	248,2	539,0	0,32
Mar	239,0	263,4	0	263,4	3,5	30,0	0	617,1	259,9	357,2	0,42
Abr	217,3	239,5	0	239,5	3,4	30,0	0	426,6	236,0	190,6	0,55
May	239,0	263,4	0	263,4	3,5	43,4	155,4	104,4	104,4	0	1
Jun	228,1	251,4	0	251,4	6,5	56,3	305,1	95,3	95,3	0	1
Jul	239,0	263,4	0	263,4	9,8	70,4	469,2	89,5	89,5	0	1
Ago	0	0	0	0	13,1	61,3	363,6	92,5	92,5	0	1
Sep	217,3	239,5	0	239,5	10,6	72,8	497,2	95,3	95,3	0	1
Oct	239,0	263,4	0	263,4	13,7	72,5	493,5	253,5	253,5	0	1
Nov	228,1	251,4	0	251,4	13,2	35,8	66,9	664,8	664,8	0	1
Dic	206,4	227,5	0	227,5	4,9	30,0	0	1022,2	289,5	732,7	0,28
AÑO	2520	2778	0	2778	89			5350	2689	2661	0,50

Tabla B.10 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

Se alcanza una fracción de cogeneración anual del 50%, el acumulador estacional opera con un rendimiento igual al 97% y el rendimiento global del sistema de cogeneración con acumulación estacional es del 85%.

A partir de la producción anual neta de energía eléctrica ($W_{m,anual}$), térmica ($Q_{cog,anual}$) y del consumo anual de gas natural del motor de cogeneración ($F_{m,anual}$) se calcula el rendimiento eléctrico equivalente anual del sistema según la expresión mostrada en el Apartado 1.5 del presente Anexo:

$$REE = \frac{W_{m,anual}}{F_{m,anual} - \frac{Q_{cog,anual}}{0,9}} = 79,9\% > 49,5\% = REE_{min}$$

Calculado el rendimiento eléctrico equivalente anual de la instalación, puede afirmarse que cumple con el mínimo legal.

La temperatura máxima en el acumulador de $72,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ se produce a final del mes de septiembre y resulta menor que el valor límite superior de $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ correspondiente a la carga máxima del acumulador. El porcentaje de aprovechamiento del acumulador es igual a 71%.

2.2. Volumen crítico de acumulación

Como criterio de diseño se ha impuesto no permitir que se derroche energía térmica, es decir, $Q_x = 0$. De hecho, atendiendo a los resultados obtenidos para el caso base, el acumulador resulta sobredimensionado, es decir, el acumulador no alcanza la temperatura límite ($90\text{ }^{\circ}\text{C}$) que corresponde a su carga completa de energía térmica. Por tanto, un criterio de diseño razonable se basa en instalar cierto volumen de acumulación que asegure no desperdiciar calor cogenerado ($Q_x = 0$) empleando al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$).

Por tanto, se procede a analizar el efecto de disminución del volumen de acumulación. Al ir reduciendo el ratio RVQ manteniendo la potencia del motor: $W_{mot} = 0,7\text{ MW}$ y las horas de operación: $H_m[m] = H_p[m]$, desde el valor $RVQ = 3,6\text{ m}^3/(\text{MWh/año})$ considerado en el caso base, aumenta la temperatura del acumulador pero la fracción de cogeneración se mantiene constante (ver Figura B.2). Para un RVQ inferior a $2,6\text{ m}^3/(\text{MWh/año})$ la fracción de cogeneración disminuye de forma pronunciada, ya que el acumulador estacional no es capaz de acumular todo el calor producido y surge la necesidad de derrochar calor ($Q_x > 0$). Al valor mínimo de RVQ que no produce rechazo de calor se le denomina crítico y se representa como RVQ_c . Para el volumen crítico de acumulación se aprovecha al máximo la capacidad térmica del acumulador sin derrochar calor ($AP_{acu} = 100\%$ y $Q_x = 0$).

Cabe destacar que sobredimensionar el acumulador ($RVQ > RVQ_c$) no mejora la cobertura de la demanda; sin embargo, cuando aún no se ha alcanzado el volumen crítico, un aumento en el volumen de acumulación supone aumentar la fracción de cogeneración del sistema.

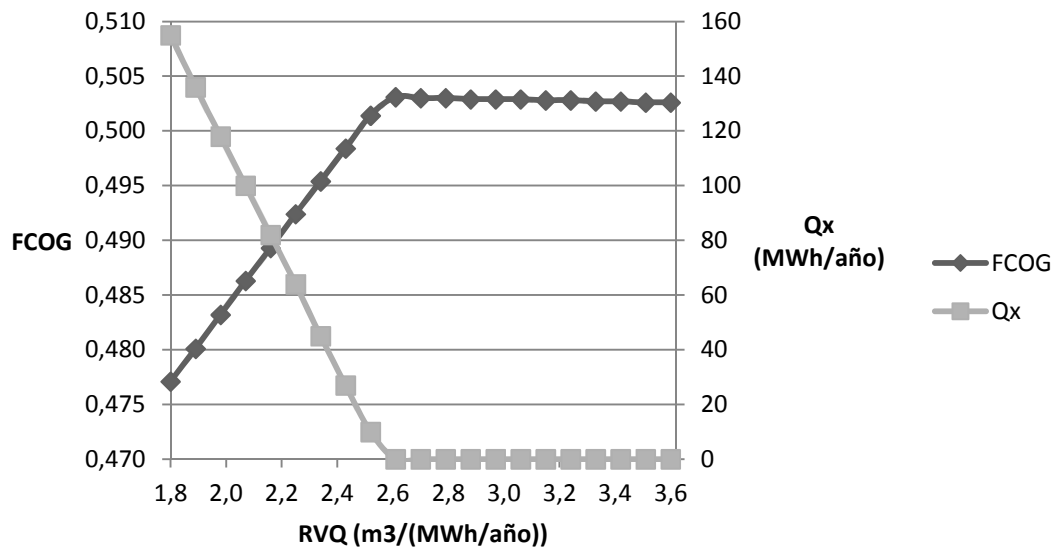


Figura B.2 - Efecto de la variación del volumen de acumulación para el caso base

2.3. Fracción de cogeneración

La hipótesis planteada en el punto anterior de utilizar como condición de diseño el volumen crítico de acumulación, deja que haya dos variables de diseño: la potencia del motor y las horas de operación. Manteniendo la potencia del motor $W_{mot} = 0,7 MW$, se procede a incluir en la operación del motor las horas valle (en las cuales no se operaba para el caso base) hasta el 70% de las mismas. Así, utilizando el volumen crítico de acumulación, si se quiere aumentar la fracción de cogeneración, las horas de operación aumentarán linealmente (ver Figura B.3). Las necesidades de acumulación aumentan con la fracción de cogeneración rápidamente para fracciones entre el 50 y 65% y más suavemente para fracciones mayores. Para lograr una fracción de cogeneración del 50% las necesidades de acumulación son $RVQ_c \approx 2,6 m^3/(MWh/año)$ y para una fracción de cogeneración cercana al 100% es necesario un volumen de acumulación $RVQ_c \approx 4,9 m^3/(MWh/año)$.

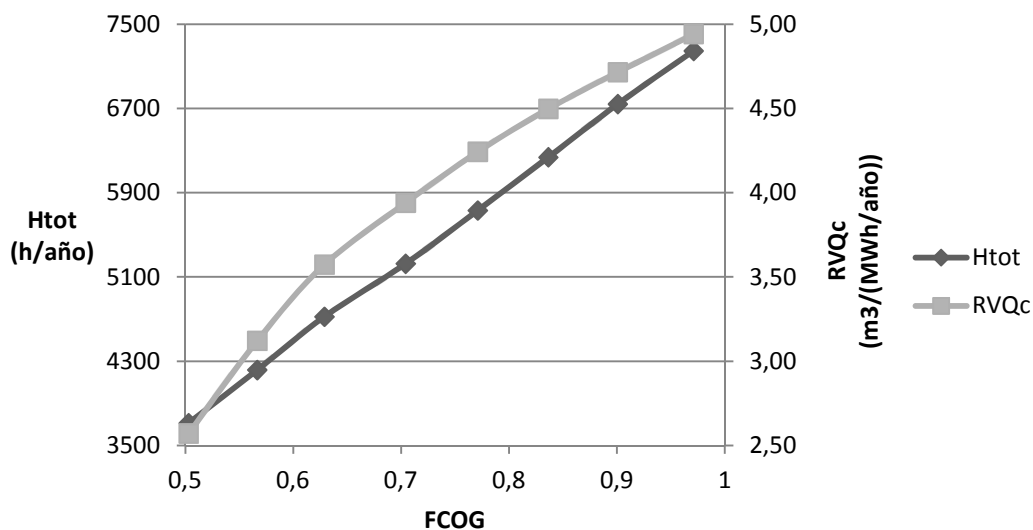


Figura B.3 - Variación de las horas de operación Htot y del ratio RVQc en función de FCOG

3. Análisis económico

3.1. Resultados caso base

Para el caso base se han establecido las siguientes variables de diseño $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$, $H_m[m] = H_p[m]$ y $RVQ = 3,6 \text{ m}^3/(\text{MWh/año})$. Por tanto, el volumen del acumulador es:

$$V = RVQ \cdot Q_{m,anual} = RVQ \cdot (W_{mot} \cdot RQW \cdot H_{p,anual}) \approx 10000 \text{ m}^3$$

La potencia térmica de la caldera obtenida a partir de la demanda base es 2000 kW .

Realizado el dimensionado de los equipos, el coste de compra resultante se muestra en la Tabla B.11:

	Motor	Acumulador	Caldera
Coste de compra, CTE (€)	726.713	1.343.959	43.595

Tabla B.11 - Coste de compra de equipos para el caso base

Los resultados correspondientes a inversión, coste anual de equipos, coste anual de energía producida y su coste unitario se muestran en la Tabla B.12.

	Cogeneración	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	2.695.460	48.827	2.744.287
Coste equipos, Z (€/año)	160.301	3.536	166.837
Coste energía, C (€/año)	-44.399	146.735	102.335
Coste unitario, c_q (€/MWh)	-16,51	55,14	19,12

Tabla B.12 - Inversión, costes anuales y coste unitario de la energía para el caso base

Cabe destacar que se obtiene un coste negativo de la energía producida mediante cogeneración con acumulación estacional, es decir, la producción de energía térmica cogenerada conlleva un beneficio económico derivado de la venta de electricidad bajo las condiciones que establece el Régimen Especial (RD 661/2007).

El beneficio unitario del calor de cogeneración resulta $16,51 \text{ €/MWh}$. Sin embargo, puesto que la fracción de cogeneración es de aproximadamente el 50%, el coste unitario resultante del calor total es de $19,12 \text{ €/MWh}$.

3.2. Discriminación horaria

Según el Régimen Especial (RD 661/2007), la instalación de cogeneración que escoge vender la electricidad bajo tarifa regulada puede acogerse al régimen de discriminación horaria de dos periodos (punta y valle) en el que las tarifas de venta de electricidad quedan afectadas por un factor de bonificación o descuento según se venda la electricidad en periodo punta o valle (ver Tabla B.7). Para analizar el interés del régimen de discriminación horaria se ha calculado el coste mínimo de la energía producida en función de la potencia instalada para ambas situaciones: tarifa regulada sin discriminación horaria y tarifa regulada con discriminación horaria.

El problema de optimización planteado para el régimen de tarifa regulada sin aplicar discriminación horaria es el siguiente:

- Variables libres de diseño: $H_{tot}[m]$ y V

- Función objetivo: $\text{Min } cq_{tot}$
- Restricción: $\alpha = 0$, $Q_x = 0$ y W_{mot}

Los resultados obtenidos para el caso base se muestran en la Tabla B.13.

$W_{mot} (MW)$	$H_{tot,anual} (h/año)$	$V(m^3)$	$FCOG_{anual}$	$cq_{tot} (€/MWh)$
0,5	8760	21935	0,84	-0,66
1	4441	0	0,89	-2,02
2	2502	0	1	25,51

Tabla B.13 - Mínimo coste unitario de la energía bajo régimen sin DH para el caso base

El problema de optimización planteado para el régimen de tarifa regulada con discriminación horaria es el siguiente:

- Variables libres de diseño: $H_p[m]$, $H_v[m]$ y V
- Función objetivo: $\text{Min } cq_{tot}$
- Restricciones: $\alpha = 0$, $Q_x = 0$ y W_{mot}

Los resultados obtenidos para el caso base se muestran en la Tabla B.14.

$W_{mot} (MW)$	$H_{p,anual} (h/año)$	$H_{v,anual} (h/año)$	$H_{tot,anual} (h/año)$	$V(m^3)$	$FCOG_{anual}$	$cq_{tot} (€/MWh)$
0,5	3071	2639	5711	0	0,57	-1,9
1	3712	1432	5144	14584	1	-10,98
2	2089	413	2502	0	1	-1,18

Tabla B.14 - Mínimo coste unitario de la energía bajo régimen con DH para el caso base

A la vista de los costes mínimos obtenidos para el régimen de discriminación horaria, cabe destacar que para las tres potencias del motor consideradas, el coste obtenido es negativo, lo cual se traduce en un beneficio. Además, comparando los costes unitarios de ambas situaciones, para ninguna de las tres potencias consideradas el coste unitario del calor producido sin aplicar discriminación horaria, es menor al obtenido para el régimen de discriminación horaria. Por consiguiente, cabe destacar que la operación del sistema acogiendo a la tarifa regulada con discriminación horaria es más ventajosa económicamente.

Atendiendo a los resultados obtenidos bajo el régimen de discriminación horaria, el mínimo coste unitario de la energía producida se obtiene para una potencia eléctrica del motor igual a 1 MW, el cual supone un beneficio de aproximadamente 11 €/MWh. La configuración del sistema contempla acumulación estacional con volumen crítico ($AP_{acu} = 100\%$) y garantiza la cobertura total de la demanda sin necesidad de energía auxiliar ($FCOG_{anual} = 1$). Respecto al régimen de operación, el motor opera durante el total de las horas punta anuales ($H_{punta,anual} = 3712 h/año$), más del 28% de las horas valle ($H_{valle,anual} = 5048 h/año$), las cuales se concentran durante los meses de diciembre a marzo.

La configuración de los casos correspondientes a potencia de motor igual a 0,5 y 2 MW no contempla acumulación estacional en su diseño de coste mínimo bajo régimen de discriminación horaria. En el caso de 0,5 MW, esto es debido a que el

motor no tiene la suficiente potencia como para atender la demanda y acumular energía térmica para su consumo posterior, de hecho la fracción de cogeneración obtenida es del 57%. Sin embargo sorprende que no opere el total de las horas punta, lo cual significa que el beneficio obtenido por la venta de la electricidad durante las horas punta sobrantes no compensa el coste del acumulador necesario para garantizar que el derroche de calor sea nulo. Mientras que en el caso de 2 MW, la potencia del motor es suficiente para atender la totalidad de la demanda sin necesidad de acumulación estacional. En cuanto a las horas de operación, se da la misma circunstancia que en el caso de potencia igual a 0,5 MW, el coste de acumulación para garantizar que el derroche de calor sea nulo, es superior al beneficio adicional por la venta de electricidad al intercambiar horas valle por horas punta.

4. Bibliografía

Decisión 21/12/2006. *Decisión de la comisión de 21 de diciembre de 2006 por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y el Consejo*. Diario Oficial de la Unión Europea, 2006.

IEA. *Technology Roadmap: Solar Heating and Cooling*. 2012.

Orden ITC/2794/2007. *Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE núm. 234, 2007.

RD 661/2007. *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE núm. 126, 2007.

RD 1578/2008. *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE núm. 234, 2008.

Resolución 6/10/2011. *Resolución de 6 de octubre de 2011, de la Dirección General de Trabajo, por la que se publica la relación de fiestas laborales para el año 2012*. Ministerio de Trabajo e Inmigración, BOE núm. 248, 2011.

ANEXO C: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBA DE CALOR CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

1. Descripción del modelo

Procediendo del mismo modo que en los modelos de optimización anteriores, la descripción del modelo que sigue a continuación incluye los resultados correspondientes al caso base planteado.

En el sistema de bomba de calor con acumulación estacional, se utilizan como criterios de dimensionado más importantes:

- Número de bombas de calor
- Ratio de acumulación: $RVQ [m^3/(MWh/año)]$

$$RVQ = \frac{\text{Volumen de acumulación } [m^3]}{\text{Producción térmica máxima anual nominal de la BC } [MWh/año]}$$

1.1. Datos

Los datos referentes al caso base planteado se resumen en las Tablas A.1, A.2 y A.3.

1.2. Temperatura ambiente

La descripción del cálculo de la temperatura ambiente hora a hora a lo largo de un día representativo del mes se muestra en el Apartado 1.2 del Anexo A.

1.3. Demanda

El procedimiento de cálculo de la demanda total que debe atender el sistema cada mes está descrito en el Apartado 1.3 del Anexo A.

1.4. Producción bomba de calor

La bomba de calor utilizada en el sistema es de la marca comercial ROSSATO y el modelo escogido es *ACTEA MAXI 227*.

La configuración escogida para el sistema sitúa a la bomba de calor aguas arriba del acumulador estacional, aportándole energía térmica a éste y consumiendo energía eléctrica de la red y energía térmica del río a través de un intercambiador de calor (ver Figura C.1).

Las condiciones nominales de operación de la bomba de calor son la temperatura a la salida del condensador, $T_{sc,nom}$, y la temperatura a la salida del evaporador, $T_{se,nom}$, cuyos valores son los siguientes:

$$T_{sc,nom} = 35 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{se,nom} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

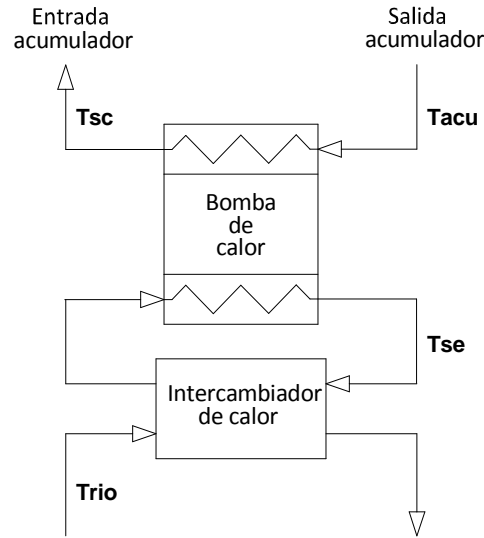


Figura C.1 - Esquema de funcionamiento de la bomba de calor

Las prestaciones de la bomba de calor operando bajo las condiciones de operación nominales se muestran a continuación:

$$Q_{bc,nom} = 0,28 \text{ MW}$$

$$W_{bc,nom} = 0,0505 \text{ MW}$$

$$COP_{bc,nom} = \frac{Q_{bc,nom}}{W_{bc,nom}} = 5,54$$

Para el cálculo mes a mes de las condiciones de operación reales de la bomba de calor se ha tenido en consideración los siguientes aspectos:

- Se supone un salto térmico de 5 °C en el condensador de la bomba de calor:

$$T_{sc}[m] = T_{acu}[m] + 5$$

- Límite de funcionamiento a la salida del condensador de la bomba de calor:

$$T_{sc}[m] \leq 60 \text{ °C}$$

- Se supone un salto térmico de 10 °C entre los flujos entrantes en el intercambiador de calor:

$$T_{se}[m] = T_{rio} - 10$$

Dado que las condiciones de operación de la bomba de calor cambiarán mes a mes, se han obtenido unas ecuaciones de ajuste que permiten calcular las prestaciones de la bomba de calor para cada mes concreto.

Cuanto más se alejen las temperaturas de operación de las temperaturas nominales de la bomba de calor, mayores serán las variables definidas como diferencia entre temperatura de operación y temperatura nominal para la salida del condensador y del evaporador, $DT_{sc}[m]$ y $DT_{se}[m]$:

$$DT_{sc}[m] = T_{sc}[m] - T_{sc,nom}$$

$$DT_{se}[m] = T_{se}[m] - T_{se,nom}$$

A partir de las variables $DT_{sc}[m]$ y $DT_{se}[m]$ se calculan unas nuevas variables que permiten calcular las prestaciones de la bomba de calor para las condiciones de operación de cada mes. Dichas variables se representan como $DQ_{bc}[m]$ y $DCOP_{bc}[m]$ y sus ecuaciones de cálculo se han obtenido a partir de los datos facilitados por el fabricante para la operación de la bomba de calor en condiciones de operación distintas a las nominales.

$$DQ_{bc}[m] = A \cdot DT_{sc}[m] + B \cdot DT_{sc}[m]^2 + C \cdot DT_{se}[m] + D \cdot DT_{se}[m]^2 + E \cdot (DT_{sc}[m] - DT_{se}[m])$$

$$DCOP_{bc}[m] = A \cdot DT_{sc}[m] + B \cdot DT_{sc}[m]^2 + C \cdot DT_{se}[m] + D \cdot DT_{se}[m]^2 + E \cdot (DT_{sc}[m] - DT_{se}[m])$$

Los coeficientes de las ecuaciones de cálculo de $DQ_{bc}[m]$ y $DCOP_{bc}[m]$ se muestran en la Tabla C.1.

Coeficientes	A	B	C	D	E
$DQ_{bc}[m]$	$-5,93646 \cdot 10^{-3}$	$3,14781 \cdot 10^{-5}$	$3,26746 \cdot 10^{-2}$	$-5,03591 \cdot 10^{-4}$	$-3,19827 \cdot 10^{-4}$
$DCOP_{bc}[m]$	$-2,33070 \cdot 10^{-2}$	$1,47295 \cdot 10^{-4}$	$2,69270 \cdot 10^{-2}$	$-3,45259 \cdot 10^{-4}$	$-5,29275 \cdot 10^{-4}$

Tabla C.1 - Coeficientes de las ecuaciones de cálculo $DQ_{bc}[m]$ y $DCOP_{bc}[m]$

Por tanto, bajo las condiciones de operación de cada mes se obtiene la potencia térmica entregada por las N_{bc} bombas de calor, $Q_{bc,ope}[m]$ en MW , su coeficiente de operación, $COP_{bc,ope}[m]$, y la potencia eléctrica consumida, $W_{bc}[m]$ en MW , calculada como el cociente entre $Q_{bc}[m]$ y $COP_{bc}[m]$:

$$Q_{bc,ope}[m] = N_{bc} \cdot Q_{bc,nom} \cdot (DQ_{bc}[m] + 1)$$

$$COP_{bc,ope}[m] = COP_{bc,nom} \cdot (DCOP_{bc}[m] + 1)$$

$$W_{bc,ope}[m] = \frac{Q_{bc,ope}[m]}{COP_{bc,ope}[m]}$$

A partir de las potencias de operación y de las horas de funcionamiento mensuales, se obtiene la producción mensual de energía térmica de la bomba de calor y la energía eléctrica consumida por la misma, $Q_{bc}[m]$ y $W_{bc}[m]$ en MWh/mes :

$$Q_{bc}[m] = Q_{bc,ope}[m] \cdot H_{bc}[m]$$

$$W_{bc}[m] = W_{bc,ope}[m] \cdot H_{bc}[m]$$

Las horas de funcionamiento mensuales de la bomba de calor, $H_{bc}[m]$ en h/mes , deben satisfacer la condición de no superar las horas totales que dispone cada mes, $H_{total}[m]$:

$$H_{bc}[m] \leq H_{total}[m]$$

Para el caso base definido se ha fijado el número de bombas de calor a instalar $N_{bc} = 2$ y un régimen de operación que comprende todas las horas del año, $H_{bc}[m] =$

$H_{total}[m]$, las cuales se muestran en la Tabla C.2 junto con los valores mensuales correspondientes a potencia térmica entregada por las bombas de calor, $Q_{bc,ope}[m]$ en MW , su coeficiente de operación, $COP_{bc,ope}[m]$, la producción térmica, $Q_{bc}[m]$ y al consumo eléctrico, $W_{bc}[m]$.

	$Q_{bc,ope}(MW)$	$COP_{bc,ope}$	$H_{bc}(h/mes)$	$Q_{bc}(MWh/mes)$	$W_{bc}(MWh/mes)$
Ene	0,446	4,03	744	332,0	82,4
Feb	0,445	3,99	672	299,4	74,9
Mar	0,442	3,85	744	329,2	85,4
Abr	0,438	3,68	720	316,0	85,7
May	0,431	3,35	744	321,3	95,8
Jun	0,426	3,07	720	306,7	99,8
Jul	0,420	2,82	744	313,0	111,0
Ago	0,416	2,60	744	309,6	118,9
Sep	0,412	2,42	720	296,8	122,7
Oct	0,411	2,40	744	306,3	127,8
Nov	0,420	2,83	720	303,0	107,2
Dic	0,439	3,71	744	327,0	88,0
AÑO			8760	3760	1200

Tabla C.2 – Prestaciones, producción y consumo de la bomba de calor con $H_{bc}=H_{total}$ y $N_{bc}=2$

1.5. Balance mensual

La producción térmica de la bomba de calor se almacena en el acumulador estacional, el cual tiene las características que se indican en la Tabla A.14.

La carga del acumulador al finalizar el mes m , $EA[m]$ en MWh , debe cumplir la siguiente condición:

$$0 \leq EA[m] \leq EA_{max}$$

La capacidad de acumulación, EA_{max} en MWh , puede calcularse como:

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9}$$

Donde $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del agua y $c_p = 4180 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ su calor específico. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito, $T_{min} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, y la máxima se establece en $T_{max} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$.

Al igual que la potencia térmica nominal de la bomba de calor, $Q_{bc,nom}$ en MW , y las horas mensuales de funcionamiento de la misma, $H_{bc}[m]$ en h/mes , el volumen del acumulador, V en m^3 , se establece como variable de diseño.

El porcentaje de aprovechamiento del acumulador estacional, AP_{acu} , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$AP_{acu} = \text{Máx} \left(\frac{EA[m]}{EA_{máx}} \cdot 100 \right)$$

Cuando durante un mes se alcanza la temperatura límite del acumulador estacional ($90\text{ }^{\circ}\text{C}$), significa que se emplea al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$).

Todos los flujos de calor $Q_i[m]$ que aparecen en las ecuaciones y en el diagrama del sistema mostrado en la Figura C.2 se expresan en MWh/mes .

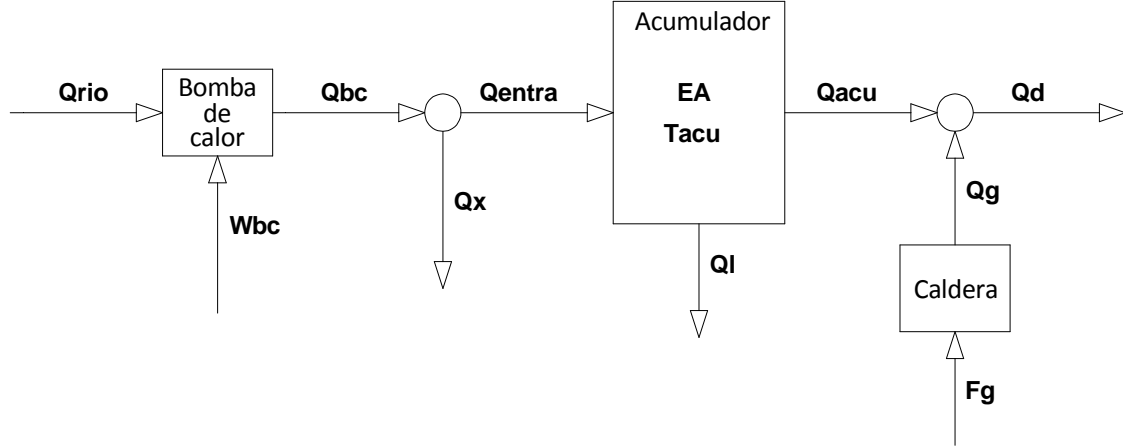


Figura C.2 - Diagrama del sistema de bomba de calor con acumulación estacional

El balance de energía mensual del sistema es:

$$EA[m - 1] + Q_{entra}[m] = EA[m] + Q_l[m] + Q_{acu}[m]$$

El aporte de energía del acumulador está condicionado a la temperatura de acumulación. Si la temperatura del acumulador durante un mes no es superior a la temperatura de suministro de la red de distrito ($50\text{ }^{\circ}\text{C}$), es necesaria la aportación de energía térmica a mayor temperatura por parte de la caldera auxiliar para alcanzar la temperatura deseada. Por tanto, según sea la temperatura del acumulador a principio de mes, la energía suministrada por el acumulador quedará limitada mediante la siguiente restricción:

$$Q_{acu}[m] \leq \left(\frac{T_{acu}[m-1] - 30}{50 - 30} \right) \cdot Q_d[m]$$

Cuando el acumulador no atiende el total de la energía demandada, la energía auxiliar mensual que proviene de la caldera de gas natural es $Q_g[m]$:

$$Q_g[m] = Q_d[m] - Q_{acu}[m]$$

La fracción mensual que proviene de la bomba de calor será:

$$FBC[m] = \frac{Q_{acu}[m]}{Q_d[m]}$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador, $Q_l[m]$, se calcula siguiendo el procedimiento descrito en el Apartado 1.6 del Anexo A.

Al igual que en los modelos descrito en los Anexos A y B, la temperatura del acumulador al final de cada mes, $T_{acu}[m]$, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}}$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior.

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12]$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12]$$

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de las bombas, pérdidas de calor en intercambiadores de calor ni pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se han incluido pérdidas de calor de la red de distribución.

Los valores anuales de los flujos de energía térmica del sistema, $Q_{i,anual}$ en $MWh/año$, se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Q_{i,anual} = \sum_{m=1}^{12} Q_i[m]$$

Del mismo modo se calcula el consumo eléctrico de la bomba de calor, $W_{bc,anual}$ en $MWh/año$:

$$W_{bc,anual} = \sum_{m=1}^{12} W_m[m]$$

El rendimiento del acumulador estacional, η_{acu} , y el coeficiente de operación anual del sistema la bomba de calor con acumulación estacional, $COP_{bc,anual}$, serán:

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{acu,anual}}{Q_{entra,anual}}$$

$$COP_{bc,anual} = \frac{Q_{acu,anual}}{W_{bc,anual}}$$

La fracción anual que proviene de la bomba de calor de la instalación, FBC_{anual} , será:

$$FBC_{anual} = \frac{Q_{acu,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Fijado el número de bombas de calor a instalar $N_{bc} = 2$ y el régimen de operación, $H_{bc}[m] = H_{total}[m]$, se establece un ratio de acumulación $RVQ = 12,5 \text{ m}^3 / (MWh/año)$. Con estas variables de diseño se obtienen para el caso base los resultados de operación global del sistema mostrados en la Tabla C.3.

	T_{sc} (°C)	Q_{bc} (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{acu} (MWh)	Q_g (MWh)	FBC
Ene	41,6	332,0	0	332,0	19,6	36,6	470,1	1101,6	535,6	566,0	0,49
Feb	41,9	299,4	0	299,4	15,5	36,9	494,5	787,3	259,5	527,7	0,33
Mar	43,3	329,2	0	329,2	17,4	38,3	592,4	617,1	214,0	403,1	0,35
Abr	45,0	316,0	0	316,0	17,9	40,0	713,3	426,6	177,2	249,4	0,42
May	48,5	321,3	0	321,3	19,8	43,5	962,6	104,4	52,2	52,2	0,50
Jun	51,6	306,7	0	306,7	21,9	46,6	1183,1	95,3	64,3	31,0	0,67
Jul	54,6	313,0	0	313,0	25,1	49,6	1396,8	89,5	74,3	15,3	0,83
Ago	57,3	309,6	0	309,6	27,4	52,3	1588,3	92,5	90,6	1,9	0,98
Sep	59,7	296,8	0	296,8	28,6	54,7	1761,2	95,3	95,3	0	1
Oct	60,0	306,3	0	306,3	31,5	55,0	1782,6	253,5	253,5	0	1
Nov	54,5	303,0	0	303,0	30,7	49,5	1390,1	664,8	664,8	0	1
Dic	44,7	327,0	0	327,0	27,4	39,7	693,4	1022,2	996,4	25,8	0,98
AÑO		3760	0	3760	283			5350	3478	1872	0,65

Tabla C.3 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

El aprovechamiento del acumulador estacional es $AP_{acu} = 42\%$, el rendimiento del mismo, $\eta_{acu} = 92\%$, y el coeficiente de operación del sistema, $COP_{bc,anual} = 3$.

1.6. Estimación de costes

Coste equipos

Las ecuaciones de coste del acumulador estacional, CTE_{acu} en €, y de la caldera, CTE_{cal} en €, se muestran en el Apartado 1.7 del Anexo A. El coste de la bomba de calor, CTE_{bc} en €, se obtiene a partir de su potencia nominal, $Q_{bc,nom}$ en MW, y del número de bombas de calor a instalar, N_{bc} , mediante la siguiente ecuación:

$$CTE_{bc} = 96457 \cdot (N_{bc} \cdot Q_{bc,nom})^{0,515}$$

La inversión requerida para el resto de equipos auxiliares al acumulador (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) se incluyen considerando un factor de sobre coste del 25% ($f_{aux} = 0,25$). Para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, dirección de obra, seguros, etc.) se considera un factor de sobre coste del 12% ($f_{ind} = 0,12$). Por tanto, la inversión de la bomba de calor (INV_{bc}), la inversión del acumulador (INV_{acu}), la inversión de la caldera (INV_{cal}) y la inversión total (INV_{tot}) resultan:

$$INV_{bc} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{bc}$$

$$INV_{acu} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{acu}$$

$$INV_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal}$$

$$INV_{tot} = INV_{acu} + INV_{cal} + INV_{bc}$$

El coste anual de los equipos se calcula sumando la amortización anual más los costes de operación y mantenimiento del equipo. Para el cálculo de la amortización se emplea una tasa de interés del 3,0% ($i_a = 0,030 \text{ año}^{-1}$). La vida útil de los equipos se estima en 25 años para el bomba de calor y la caldera ($NA_{bc} = 25 \text{ años}$ y $NA_{cal} =$

25 años) y 50 años para el acumulador estacional ($NA_{acu} = 50$ años). Los costes de amortización se distribuyen a lo largo del periodo de vida útil del equipo. Los costes anuales de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5% ($f_{ope} = 0,015 \text{ año}^{-1}$) de la inversión de acuerdo con el criterio propuesto por la IEA (2012).

Por tanto los costes anuales Z_{bc} , Z_{acu} y Z_{cal} , en €/año, vendrán dados por:

$$Z_{bc} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{bc} \cdot (f_{ope} + FA_{bc})$$

$$Z_{acu} = (1 + f_{aux}) \cdot (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{acu} \cdot (f_{ope} + FA_{acu})$$

$$Z_{cal} = (1 + f_{ind}) \cdot CTE_{cal} \cdot (f_{ope} + FA_{cal})$$

Siendo FA_{bc} , FA_{acu} y FA_{cal} los factores de amortización de cada uno de los equipos principales, los cuales vienen dados por las siguientes expresiones:

$$FA_{bc} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{bc}}}{(1 + i_a)^{NA_{bc}} - 1}$$

$$FA_{acu} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{acu}}}{(1 + i_a)^{NA_{acu}} - 1}$$

$$FA_{cal} = i_a \cdot \frac{(1 + i_a)^{NA_{cal}}}{(1 + i_a)^{NA_{cal}} - 1}$$

Agrupando los costes anuales de los equipos, se obtiene en €/año el coste anual total, Z_{tot} :

$$Z_{tot} = Z_{bc} + Z_{acu} + Z_{cal}$$

Coste electricidad

La ecuación de cálculo del coste anual asociado al consumo de electricidad, C_{el} en €/año, se muestra en el Apartado 1.7 del Anexo A.

Sin embargo, en este caso al consumo eléctrico auxiliar del sistema, $W_{aux,anual}$ en $MWh/año$, se le suma el consumo eléctrico de la bomba de calor, $W_{bc,anual}$ en $MWh/año$. Por tanto, el consumo eléctrico total, $W_{el,anual}$ en $MWh/año$, se calcula como:

$$W_{el,anual} = W_{aux,anual} + W_{bc,anual} = RED \cdot Q_{d,anual} + W_{bc,anual}$$

El consumo eléctrico auxiliar, $W_{aux,anual}$, se ha considerado proporcional a la demanda estimándose mediante la relación entre el consumo eléctrico auxiliar y la demanda del sistema, $RED = 2\%$ (ver Apartado 1.7 del Anexo A).

Coste gas natural

El cálculo del coste anual asociado al consumo de gas natural, C_{gn} en €/año, se muestra en el Apartado 1.7 del Anexo A.

Coste total

El coste total del sistema, C_{tot} en €/año, será la suma del coste anual de los equipos (Z_{tot}), del coste eléctrico (C_{el}) y del coste del gas natural (C_{gn}):

$$C_{tot} = Z_{tot} + C_{el} + C_{gn}$$

Coste bomba de calor

El coste anual de la bomba de calor, C_{bc} en €/año, será:

$$C_{bc} = Z_{bc} + Z_{acu} + W_{bc,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{el} + (W_{aux,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{acu,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Coste auxiliar

El coste auxiliar anual, C_{aux} en €/año, será:

$$C_{aux} = C_{gn} + (W_{aux,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{g,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Costes unitarios

El coste unitario de la energía, c_i en €/MWh, se calcula como cociente entre el coste anual y la energía producida. Por tanto, el coste unitario de la energía de la bomba de calor, c_{qbc} , de la energía auxiliar, c_{qaux} , y de la energía total, c_{qtot} , serán:

$$c_{qbc} = \frac{C_{bc}}{Q_{acu,anual}}$$

$$c_{qaux} = \frac{C_{aux}}{Q_{g,anual}}$$

$$c_{qtot} = \frac{C_{tot}}{Q_{d,anual}}$$

Los resultados económicos correspondientes al caso base planteado con las variables de diseño $N_{bc} = 2$, $H_{bc}[m] = H_{total}[m]$ y $RVQ = 12,5 \text{ m}^3 / (\text{MWh/año})$ se muestran en la Tabla C.4.

	Bomba de calor	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	5.825.081	48.827	5.873.908
Coste equipos, Z (€/año)	315.259	3.536	318.795
Coste energía, C (€/año)	485.806	109.899	595.705
Coste unitario, c_q (€/MWh)	139,35	58,69	111,35

Tabla C.4 - Resultados económicos para el caso base

2. Análisis físico

2.1. Resultados caso base

Para el caso base se han establecido las siguientes variables de diseño $N_{bc} = 2$, $H_{bc}[m] = H_{total}[m]$ y $RVQ = 12,5 \text{ m}^3 / (\text{MWh/año})$. Los resultados globales de la operación anual del sistema se muestran en la Tabla C.5.

	T_{sc} (°C)	Q_{bc} (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{acu} (MWh)	Q_g (MWh)	FBC
Ene	41,6	332,0	0	332,0	19,6	36,6	470,1	1101,6	535,6	566,0	0,49
Feb	41,9	299,4	0	299,4	15,5	36,9	494,5	787,3	259,5	527,7	0,33
Mar	43,3	329,2	0	329,2	17,4	38,3	592,4	617,1	214,0	403,1	0,35
Abr	45,0	316,0	0	316,0	17,9	40,0	713,3	426,6	177,2	249,4	0,42
May	48,5	321,3	0	321,3	19,8	43,5	962,6	104,4	52,2	52,2	0,50
Jun	51,6	306,7	0	306,7	21,9	46,6	1183,1	95,3	64,3	31,0	0,67
Jul	54,6	313,0	0	313,0	25,1	49,6	1396,8	89,5	74,3	15,3	0,83
Ago	57,3	309,6	0	309,6	27,4	52,3	1588,3	92,5	90,6	1,9	0,98
Sep	59,7	296,8	0	296,8	28,6	54,7	1761,2	95,3	95,3	0	1
Oct	60,0	306,3	0	306,3	31,5	55,0	1782,6	253,5	253,5	0	1
Nov	54,5	303,0	0	303,0	30,7	49,5	1390,1	664,8	664,8	0	1
Dic	44,7	327,0	0	327,0	27,4	39,7	693,4	1022,2	996,4	25,8	0,98
AÑO		3760	0	3760	283			5350	3478	1872	0,65

Tabla C.5 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

Se alcanza una fracción de bomba de calor anual del 65%, el acumulador estacional opera con un rendimiento del 92% y el coeficiente de operación del sistema es igual a 3.

La temperatura máxima en el acumulador de 55,0 °C se produce a final del mes de octubre y resulta considerablemente menor que el valor límite superior de 90 °C correspondiente a la carga máxima del acumulador. El porcentaje de aprovechamiento del acumulador es igual a 42%.

2.2. Volumen mínimo de acumulación

Debido al límite de temperatura que posee la bomba de calor en el aporte de energía térmica al acumulador no se derrocha calor en el sistema dado que el acumulador no alcanzará en ningún caso su temperatura máxima, por tanto, siempre se cumplirá $Q_x = 0$.

El volumen mínimo de acumulación para el sistema de bomba de calor, RVQ_{min} , se define como el mínimo volumen que aporta una fracción de bomba de calor dada. Para estudiar su comportamiento se procede a analizar el efecto de incrementar la capacidad de la bomba de calor, y por consiguiente la fracción de bomba de calor. Al ir incrementando la exigencia de mayor fracción de bomba de calor, se produce un aumento en el ratio de acumulación para fracciones hasta el 60%, el cual se vuelve más drástico para fracciones entre el 60% y el 95% (ver Figura C.3).

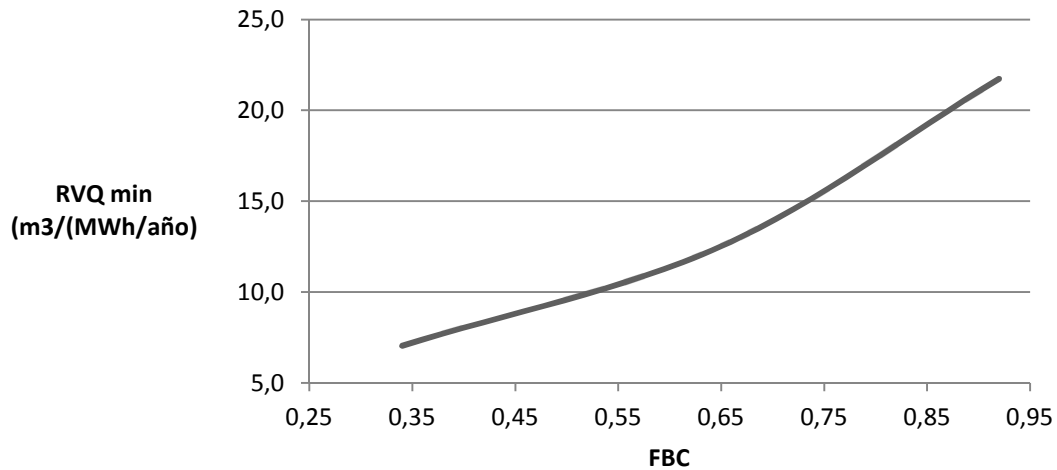


Figura C.3 - RVQmin en función de la fracción de bomba de calor para el caso base

Cabe destacar que la capacidad necesaria del acumulador para incrementar la cobertura de la bomba de calor es exagerada. Esto es debido al rango de temperatura de trabajo que caracteriza al equipo y limita la temperatura de salida del condensador a $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como consecuencia negativa, el acumulador no alcanza la temperatura límite ($90\text{ }^{\circ}\text{C}$) que corresponde a su carga completa de energía térmica en ningún caso. Por tanto, las necesidades de acumulación son muy elevadas respecto a la energía acumulada, es decir, el sistema de bomba de calor no aprovecha adecuadamente la capacidad térmica disponible en el acumulador. A la vista de los resultados, el aprovechamiento del acumulador es siempre $AP_{acu} \leq 42\%$.

3. Análisis económico

3.1. Resultados caso base

Para el caso base se han establecido las siguientes variables de diseño $N_{bc} = 2$, $H_{bc}[m] = H_{total}[m]$ y $RVQ = 12,5\text{ m}^3/(\text{MWh/año})$. Por tanto, el volumen del acumulador es:

$$V = RVQ \cdot (N_{bc} \cdot Q_{bc,nom} \cdot H_{total,anual}) \approx 61400\text{ m}^3$$

La potencia térmica de la caldera obtenida a partir de la demanda base es 2000 kW .

Realizado el dimensionado de los equipos, el coste de compra resultante se muestra en la Tabla C.6.

	Bomba de calor	Acumulador	Caldera
Coste de compra, CTE (€)	71.557	4.103.526	43.595

Tabla C.6 - Coste de compra de equipos para el caso base

Los resultados correspondientes a inversión, coste anual de equipos, coste anual de energía producida y su coste unitario se muestran en la Tabla C.7.

	Bomba de calor	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	5.825.081	48.827	5.873.908
Coste equipos, Z (€/año)	315.259	3.536	318.795
Coste energía, C (€/año)	485.806	109.899	595.705
Coste unitario, c_q (€/MWh)	139,35	58,69	111,35

Tabla C.7 - Inversión, costes anuales y coste unitario de la energía para el caso base

Cabe destacar que se obtiene un coste muy elevado de la energía producida mediante bomba de calor con acumulación estacional, el coste unitario es aproximadamente un 140% superior al coste unitario del calor auxiliar. En consecuencia, el coste unitario del calor total resulta también muy elevado: 111,35 €/MWh.

Por tanto, bajo esta circunstancia no se ha creído oportuno realizar ningún tipo de análisis económico.

ANEXO D: MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA SOLAR CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL E INTEGRACIÓN DE COGENERACIÓN

1. Descripción del modelo

El modelo que se presenta a continuación es una combinación de sistema solar más motor de cogeneración con acumulación estacional. La descripción que sigue a continuación incluye los resultados correspondientes al caso base planteado.

Las variables de diseño del sistema son las siguientes:

- Área de captación [m^2] o ratio área/demanda [$m^2/(MWh/año)$]
- Volumen de acumulación [m^3]
- Potencia eléctrica nominal del motor de cogeneración [MW]
- Régimen de operación [h/mes]

1.1. Datos

Los datos referentes al caso base planteado se resumen en las Tablas A.1, A.2 y A.3.

1.2. Temperatura ambiente

La descripción del cálculo de la temperatura ambiente hora a hora a lo largo de un día representativo del mes se muestra en el Apartado 1.2 del Anexo A.

1.3. Demanda

El procedimiento de cálculo de la demanda total que debe atender el sistema cada mes está descrito en el Apartado 1.3 del Anexo A.

1.4. Radiación solar

El procedimiento de cálculo de la radiación horaria sobre superficie inclinada a lo largo de un día representativo de cada mes se describe en el Apartado 1.4 del Anexo A.

1.5. Producción solar

El procedimiento de cálculo de la producción mensual del campo de captadores solares está descrito en el Apartado 1.5 del Anexo A.

1.6. Producción cogeneración

El procedimiento de cálculo de la producción mensual del motor de cogeneración se describe en el Apartado 1.4 del Anexo B.

1.7. Balance mensual

La producción térmica de los captadores solares y del motor de cogeneración se almacena en el acumulador estacional, el cual tiene las características que se indican en la Tabla A.14.

La carga del acumulador al finalizar el mes m , $EA[m]$ en MWh , debe cumplir la siguiente condición:

$$0 \leq EA[m] \leq EA_{max}$$

La capacidad de acumulación, EA_{max} en MWh , puede calcularse como:

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9}$$

Donde $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ es la densidad del agua y $c_p = 4180 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$ su calor específico. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito, $T_{min} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$, y la máxima se establece en $T_{max} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$.

El porcentaje de aprovechamiento del acumulador estacional, AP_{acu} , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$AP_{acu} = \text{Máx} \left(\frac{EA[m]}{EA_{máx}} \cdot 100 \right)$$

Cuando durante un mes se alcanza la temperatura límite del acumulador estacional ($90 \text{ }^\circ\text{C}$), significa que se emplea al máximo la capacidad de acumulación instalada ($AP_{acu} = 100\%$).

Todos los flujos de calor $Q_i[m]$ que aparecen en las ecuaciones y en el diagrama del sistema mostrado en la Figura D.1 se expresan en MWh/mes .

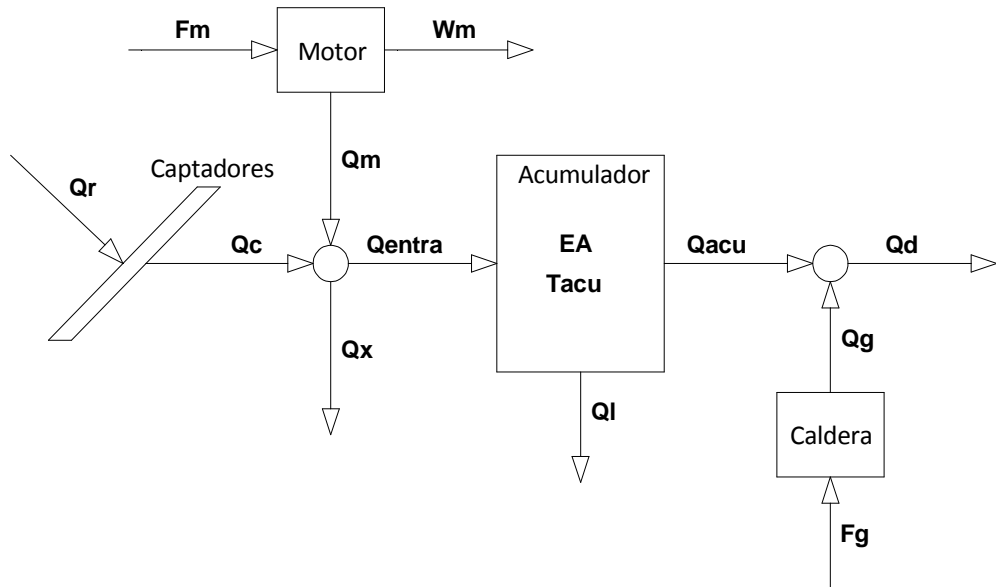


Figura D.1 - Diagrama del sistema solar con acumulación estacional e integración de cogeneración

El balance de energía mensual del sistema es:

$$EA[m - 1] + Q_{entra}[m] = EA[m] + Q_l[m] + Q_{acu}[m]$$

Cuando el acumulador no atiende el total de la energía demandada, el sistema se abastece de energía auxiliar mediante una caldera de gas natural. La energía mensual que proviene de la caldera es $Q_g[m]$:

$$Q_g[m] = Q_d[m] - Q_{acu}[m]$$

Por tanto, la fracción mensual que proviene del acumulador será:

$$FACU[m] = \frac{Q_{acu}[m]}{Q_d[m]}$$

Se establece que el rechazo de energía $Q_x[m]$ (equivalente a la energía que no puede ser acumulada porque el acumulador alcanza su temperatura máxima $T_{max} = 90 \text{ }^\circ\text{C}$) sea nulo. De este modo, puede asegurarse que la instalación cumpla el criterio de rendimiento eléctrico equivalente (ver Apartado 1.5 del Anexo B). Por tanto:

$$Q_{entra}[m] = Q_c[m] + Q_m[m]$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador, $Q_l[m]$, se calcula siguiendo el procedimiento descrito en el Apartado 1.6 del Anexo A.

Al igual que en los modelos descritos en los anexos precedentes, la temperatura del acumulador al final de cada mes, $T_{acu}[m]$, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}}$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior.

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12]$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12]$$

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de las bombas, las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor ni pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se han incluido pérdidas de calor de la red de distribución.

Los valores anuales de los flujos de energía térmica del sistema, $Q_{i,anual}$ en $MWh/año$, se calculan mediante la siguiente expresión:

$$Q_{i,anual} = \sum_{m=1}^{12} Q_i[m]$$

Del mismo modo se calcula la producción anual de electricidad y el consumo de gas natural del motor de cogeneración, $W_{m,anual}$ y $F_{m,anual}$ en $MWh/año$ respectivamente:

$$W_{m,anual} = \sum_{m=1}^{12} W_m[m]$$

$$F_{m,anual} = \sum_{m=1}^{12} F_m[m]$$

El rendimiento anual del campo de captadores, $\eta_{col,anual}$, y el rendimiento del acumulador estacional, η_{acu} , serán:

$$\eta_{col,anual} = \frac{Q_{c,anual}}{Q_{r,anual}}$$

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{cog,anual}}{Q_{entra,anual}}$$

La fracción anual que proviene del acumulador, $FACU_{anual}$, será:

$$FACU_{anual} = \frac{Q_{acu,anual}}{Q_{d,anual}}$$

La fracción anual que corresponde a la producción solar, FS_{anual} , y a la producción del motor, $FCOG_{anual}$, son:

$$FS_{anual} = \frac{Q_{acu,anual} \cdot \frac{Q_{c,anual}}{Q_{entra,anual}}}{Q_{d,anual}}$$

$$FCOG_{anual} = \frac{Q_{acu,anual} \cdot \frac{Q_{m,anual}}{Q_{entra,anual}}}{Q_{d,anual}}$$

Los resultados mostrados en la Tabla D.1, corresponden a la operación del sistema para el caso base con las variables de diseño siguientes: $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$, $V = 40000 \text{ m}^3$, $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$ y $H_m[m] = H_p[m]$.

	Q_c (MWh)	Q_m (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{acu} (MWh)	Q_g (MWh)	$FACU$
Ene	110,2	263,4	0	373,6	26,0	42,3	573,1	1101,6	1101,6	0	1
Feb	200,2	251,4	0	451,6	14,7	34,8	222,7	787,3	787,3	0	1
Mar	290,4	263,4	0	553,8	11,8	33,2	147,7	617,1	617,1	0	1
Abr	308,1	239,5	0	547,6	10,5	35,6	258,2	426,6	426,6	0	1
May	358,8	263,4	0	622,2	12,3	46,4	763,7	104,4	104,4	0	1
Jun	342,8	251,4	0	594,3	18,1	56,8	1244,6	95,3	95,3	0	1
Jul	368,1	263,4	0	631,5	24,9	67,9	1761,6	89,5	89,5	0	1
Ago	331,7	0	0	331,7	31,5	72,4	1969,3	92,5	92,5	0	1
Sep	238,7	239,5	0	478,2	33,1	79,9	2319,1	95,3	95,3	0	1
Oct	169,6	263,4	0	433,0	38,7	82,7	2459,9	253,5	253,5	0	1
Nov	84,5	251,4	0	336,0	39,2	75,0	2091,9	664,8	664,8	0	1
Dic	65,7	227,5	0	293,2	35,8	58,6	1327,1	1022,2	1022,2	0	1
AÑO	2869	2778	0	5647	297			5350	5350	0	1

Tabla D.1 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

El aprovechamiento del acumulador estacional es $AP_{acu} = 88\%$, el rendimiento del mismo, $\eta_{acu} = 95\%$, y el rendimiento del campo de captadores es $\eta_{col,anual} = 53\%$.

1.8. Estimación de costes

Las ecuaciones de coste (CTE_i), inversión (INV_i) y coste anual (Z_i) de los captadores solares, del acumulador estacional y de la caldera se muestran en el Apartado 1.7 del Anexo A. Las referentes al motor de cogeneración se muestran en el Apartado 1.6 del Anexo B.

Agrupando los costes anuales de los equipos, se obtiene en €/año el coste anual total Z_{tot} :

$$Z_{tot} = Z_{col} + Z_{acu} + Z_{mot} + Z_{cal}$$

Coste electricidad auxiliar

El cálculo del coste anual asociado al consumo eléctrico auxiliar, C_{el} en €/año, se muestra en el Apartado 1.7 del Anexo A.

Coste gas natural

La cálculo del coste anual asociado al consumo de gas natural, C_{gn} en €/año, se muestra en el Apartado 1.6 del Anexo B.

Venta de energía eléctrica

El cálculo del beneficio anual asociado a la venta de electricidad, V_{el} en €/año, se describe en el Apartado 1.6 del Anexo B.

Coste total

El coste total del sistema, C_{tot} en €/año, será la suma del coste anual de los equipos (Z_{tot}), del coste eléctrico (C_{el}) y del coste del gas natural (C_{gn}), menos el beneficio obtenido por la venta de electricidad (V_{el}):

$$C_{tot} = Z_{tot} + C_{el} + C_{gn} - V_{el}$$

Coste solar y de cogeneración

El coste solar y de cogeneración anual, C_{syc} en €/año, será:

$$C_{syc} = Z_{col} + Z_{acu} + Z_{mot} - V_{el} + F_{mot} \cdot H_{m,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{gn} + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{acu,anual}}{Q_{d,anual}}$$

La variable $H_{m,anual}$ representa las horas de operación anuales del motor de cogeneración:

$$H_{m,anual} = H_{p,anual} + H_{v,anual}$$

Coste auxiliar

El coste auxiliar anual, C_{aux} en €/año, será:

$$C_{aux} = F_{g,anual} \cdot 10^3 \cdot P_{gn} + (C_{el} + Z_{cal}) \cdot \frac{Q_{g,anual}}{Q_{d,anual}}$$

Costes unitarios

El coste unitario de la energía, c_i en €/MWh, se calcula como cociente entre el coste anual y la energía producida. Por tanto, el coste unitario de la energía solar y de cogeneración, c_{qsyg} , de la energía auxiliar, c_{qaux} , y de la energía total, c_{qtot} , serán:

$$c_{qsyg} = \frac{C_{syg}}{Q_{acu,anual}}$$

$$c_{qaux} = \frac{C_{aux}}{Q_{g,anual}}$$

$$c_{qtot} = \frac{C_{tot}}{Q_{d,anual}}$$

Los resultados económicos correspondientes al caso base planteado con las variables de diseño $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(MWh/año)$, $V = 40000 \text{ m}^3$, $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$ y $H_m[m] = H_p[m]$ se muestran en la Tabla D.2.

	Solar y cog	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	6.301.271	48.827	6.344.866
Coste equipos, Z (€/año)	374.463	3.536	378.000
Coste energía, C (€/año)	186.705	0	186.705
Coste unitario, c_q (€/MWh)	34,90	-	34,90

Tabla D.2 - Resultados económicos para el caso base

2. Análisis físico

2.1. Resultados caso base

Los resultados correspondientes al caso base planteado con las variables de diseño $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(MWh/año)$, $V = 40000 \text{ m}^3$, $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$ y $H_m[m] = H_p[m]$ se muestran en la Tabla D.3.

Se alcanza una fracción anual del 100%, de la cual, un 51% corresponde a la producción solar y un 49% a producción del motor de cogeneración.

El acumulador estacional opera con un rendimiento igual al 88% y el campo de captadores opera con un rendimiento igual al 53%.

La temperatura máxima en el acumulador de $82,7^\circ\text{C}$ se produce a final del mes de octubre y resulta menor que el valor límite superior de 90°C correspondiente a la carga máxima del acumulador. El porcentaje de aprovechamiento del acumulador es igual a 88%.

	Q_c (MWh)	Q_m (MWh)	Q_x (MWh)	Q_{entra} (MWh)	Q_l (MWh)	T_{acu} (°C)	EA (MWh)	Q_d (MWh)	Q_{acu} (MWh)	Q_g (MWh)	$FACU$
Ene	110,2	263,4	0	373,6	26,0	42,3	573,1	1101,6	1101,6	0	1
Feb	200,2	251,4	0	451,6	14,7	34,8	222,7	787,3	787,3	0	1
Mar	290,4	263,4	0	553,8	11,8	33,2	147,7	617,1	617,1	0	1
Abr	308,1	239,5	0	547,6	10,5	35,6	258,2	426,6	426,6	0	1
May	358,8	263,4	0	622,2	12,3	46,4	763,7	104,4	104,4	0	1
Jun	342,8	251,4	0	594,3	18,1	56,8	1244,6	95,3	95,3	0	1
Jul	368,1	263,4	0	631,5	24,9	67,9	1761,6	89,5	89,5	0	1
Ago	331,7	0	0	331,7	31,5	72,4	1969,3	92,5	92,5	0	1
Sep	238,7	239,5	0	478,2	33,1	79,9	2319,1	95,3	95,3	0	1
Oct	169,6	263,4	0	433,0	38,7	82,7	2459,9	253,5	253,5	0	1
Nov	84,5	251,4	0	336,0	39,2	75,0	2091,9	664,8	664,8	0	1
Dic	65,7	227,5	0	293,2	35,8	58,6	1327,1	1022,2	1022,2	0	1
AÑO	2869	2778	0	5647	297			5350	5350	0	1

Tabla D.3 - Resultados globales de la operación anual del sistema para el caso base

A partir de la producción anual neta de energía eléctrica ($W_{m,anual}$), térmica correspondiente al motor ($FCOG_{anual} \cdot Q_{acu,anual}$) y del consumo anual de gas natural del motor de cogeneración ($F_{m,anual}$) se calcula el rendimiento eléctrico equivalente anual del sistema de cogeneración según la expresión mostrada en el Apartado 1.5 del Anexo B.

$$REE = \frac{W_{m,anual}}{F_{m,anual} - \frac{FCOG_{anual} \cdot Q_{acu,anual}}{0,9}} = 78,3\% > 49,5\% = REE_{min}$$

Calculado el rendimiento eléctrico equivalente anual de la instalación, puede afirmarse que cumple con el mínimo legal.

Dada la complejidad en el funcionamiento físico del sistema integrado y el elevado número de variables de diseño involucradas en el mismo, no se ha realizado un análisis físico del sistema.

3. Análisis económico

3.1. Resultados caso base

Para el caso base se ha establecido un ratio $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$, lo que corresponde a una superficie de captación de 3210 m^2 . El resto de parámetros fijados son el volumen del acumulador estacional, $V = 40000 \text{ m}^3$, y la potencia del motor, $W_{mot} = 0,7 \text{ MW}$. La potencia térmica de la caldera obtenida a partir de la demanda base es 2000 kW .

El coste de compra asociado a los equipos a instalar se muestra en la Tabla D.4.

	Captadores	Motor	Acumulador	Caldera
Coste de compra, CTE (€)	767.054	726.713	3.152.483	43.595

Tabla D.4 - Coste de compra de equipos para el caso base

Los resultados correspondientes a inversión, coste anual de equipos, coste anual de energía producida y su coste unitario se muestran en la Tabla D.5.

	Sol y cog	Auxiliar	Total
Inversión, INV (€)	6.301.271	48.827	6.344.866
Coste equipos, Z (€/año)	374.463	3.536	378.000
Coste energía, C (€/año)	186.705	0	186.705
Coste unitario, c_q (€/MWh)	34,90	-	34,90

Tabla D.5 - Inversión, costes anuales y coste unitario de la energía para el caso base

El coste unitario del calor total producido es igual a 34,90 €/MWh, el cual corresponde con el producido mediante el sistema solar y de cogeneración dado que atienden la demanda del sistema en su totalidad.

3.2. Mínimo coste unitario en función de la potencia del motor

Manteniendo el ratio $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ utilizado para el caso base, se quiere analizar el efecto de incorporar el motor de cogeneración. Para ello se minimiza el coste unitario del calor producido según la potencia nominal del motor de cogeneración.

Por tanto, el problema de optimización planteado es el siguiente:

- Variables libres de diseño: $H_p[m]$, $H_v[m]$ y V
- Función objetivo: $\text{Min } cq_{tot}$
- Restricciones: $\alpha = 0$, $Q_x = 0$, $RAD = 0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ y W_{mot}

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla D.6.

$W_{mot} \text{ (MW)}$	$H_{p,anual} \text{ (h/año)}$	$H_{v,anual} \text{ (h/año)}$	$H_{tot,anual} \text{ (h/año)}$	$V(\text{m}^3)$	$FACU_{anual}$	$cq_{tot} \text{ (€/MWh)}$
0,5	3712	1563	5275	26611	1	19,1
1	2790	0	2790	25858	1	25,5

Tabla D.6 – Mínimo coste unitario total en función de W_{mot} con $RAD=0,6$ para el caso base

Integrar un motor de 0,5 MW o 1 MW respecto al considerado para el caso base de 0,7 MW aporta un menor unitario de la energía. Esto es debido a que el diseño del sistema en estos casos ha sido optimizado en términos de acumulación necesaria, la cual se ha reducido aproximadamente un 35%, y en términos de horas mensuales de operación. De todos modos, dada la mayor retribución aportada por la venta de electricidad producida en motores de potencia inferior o igual a 0,5 MW, el menor coste unitario se alcanza para $W_{mot} = 0,5 \text{ MW}$.

3.3. Mínimo coste unitario en función de la superficie de captación

Manteniendo la potencia nominal de motor, se quiere analizar el efecto de disminuir el ratio RAD desde $0,6 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ hasta $0,2 \text{ m}^2/(\text{MWh/año})$. Para ello se minimiza el coste unitario del calor producido según el ratio área-demanda.

Por tanto, el problema de optimización planteado es el siguiente:

- Variables libres de diseño: $H_p[m]$, $H_v[m]$ y V

- Función objetivo: $\text{Min } cq_{tot}$
- Restricciones: $\alpha = 0$, $Q_x = 0$, W_{mot} y RAD

Los resultados obtenidos se muestran en las Tablas D.7 y D.8.

$RAD (m^2 / (MWh/año))$	$H_{p,anual} (h/año)$	$H_{v,anual} (h/año)$	$H_{tot,anual} (h/año)$	$V(m^3)$	$FACU_{anual}$	$cq_{tot} (€/MWh)$
0,6	3712	1563	5275	26611	1	19,1
0,4	3712	2035	5747	17802	0,89	12,0
0,2	3712	2300	6012	10357	0,76	6,3

Tabla D.7 - Mínimo coste unitario total en función de RAD con $W_{mot}=0,5$ MW para el caso base

$RAD (m^2 / (MWh/año))$	$H_{p,anual} (h/año)$	$H_{v,anual} (h/año)$	$H_{tot,anual} (h/año)$	$V(m^3)$	$FACU_{anual}$	$cq_{tot} (€/MWh)$
0,6	2790	0	2790	25858	1	25,5
0,4	3529	0	3529	28960	1	11,5
0,2	2299	1509	3808	0	0,92	-1,6

Tabla D.8 - Mínimo coste unitario total en función de RAD con $W_{mot}=1$ MW para el caso base

En base a los resultados obtenidos, cabe destacar un hecho que era de suponer, para ambas potencias del motor consideradas el coste unitario mínimo de la energía disminuye conforme lo hace la superficie de captadores. Esto se debe por un lado a la menor necesidad de acumulación térmica, y por el otro, al mayor beneficio económico que supone ampliar las horas de operación anuales del motor de cogeneración.

Incluso se da el caso de obtener un coste unitario de la energía negativo, es decir, un beneficio, cuando la potencia del motor es la máxima considerada y la superficie de captación la mínima. En ese caso, no es necesaria acumulación estacional para atender la demanda.

En conclusión, dados los costes de generación de energía térmica asociados a ambas tecnologías, el motor de cogeneración desplaza al sistema de captación solar al buscar un diseño del sistema de mínimo coste.