



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS
UNIVERSIDAD DE SEVILLA
Grupo de Termodinámica y Energías Renovables
Departamento de Ingeniería Energética



PROYECTO FIN DE CARRERA

**ANÁLISIS PARAMÉTRICO DE LA
PRODUCCIÓN NETA DE ENERGÍA
GENERADA POR CENTRALES
ELÉCTRICAS TERMOSOLARES DE
COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS
A PARTIR DE SIMULACIONES CON EL
PROGRAMA EOS**

Autor: Ruiz Martínez, M^a Concepción
Tutor: Silva Pérez, Manuel A.

Sevilla, Septiembre 2009

ÍNDICE

1. OBJETIVO	8
2. ANTECEDENTES	9
2.1. EL COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO.....	9
2.2. LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS	22
2.3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CENTRALES TERMOSOLARES.....	32
3. EL PROGRAMA EOS	36
3.1 EOS: TOMA DE DATOS	36
3.2 EOS: PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	44
4. METODOLOGÍA.....	46
4.1. RECOPIACIÓN Y ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	46
4.2. ESTUDIO DE DATOS INICIALES	48
4.3. ESTRATEGIA DE SIMULACIÓN	52
5. RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS MEDIANTE LA HERRAMIENTA EOS_08_SP	56
LATITUD 37°	56
LATITUD 39°	58
LATITUD 41°	60
6. ANÁLISIS ESTADÍSTICO MEDIANTE SPSS	63
6.1. REGRESIÓN LINEAL	63
6.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	63
6.3ANÁLISIS DE LA CORRELACIÓN ENTRE PARES DE VARIABLES: EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN LINEAL SIMPLE.....	64
6.4. REGRESIÓN LINEAL SIMPLE	66
ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS	66
ANÁLISIS DE RESIDUOS.....	69
6.5. REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE.....	72
EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN MÚLTIPLE Y ANÁLISIS DE LA VARIANZA EN EL MODELO MÚLTIPLE	73
ESTADÍSTICOS PARA LAS VARIABLES INDEPENDIENTES.....	75
EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN PARCIAL	78
EL MÉTODO STEPWISE	80
7. ANÁLISIS MEDIANTE TABLECURVE 3D	86
7.1. INTRODUCCIÓN	86
7.2. ANÁLISIS DE DATOS	86

LATITUD 37. IRRADIACIÓN 2000 kWh/m ²	87
ALMACENAMIENTO 0 HRS. DIFERENTES VALORES DE IRRADIACIÓN	89
ALMACENAMIENTO 8 HRS. DIFERENTES VALORES DE IRRADIACIÓN	96
8. COMPARATIVA Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	102
8.1. COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SPSS.....	102
8.2. COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE TABLECURVE 3D	103
9. CONCLUSIONES	105
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y FUENTES DE INFORMACIÓN	106

ÍNDICE FIGURAS

Figura 2.1.1: Rendimiento de un lazo de colectores cilindro-parabólicos ET y LS-2.....	9
Figura 2.1.2: Principio de funcionamiento de un colector cilindro parabólico.....	10
Figura 2.1.3: Partes de un colector cilindro parabólico	10
Figura 2.1.4: Esquema del tubo absorbedor	11
Figura 2.1.5: Seguimiento solar de un CCP	12
Figura 2.1.6: Vista de la estructura del colector EUROTROUGH en posición de abatimiento....	13
Ec.3.1.1	14
Figura 2.1.7: Parámetros de un CCP.....	15
Figura 2.1.8: Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas	16
Figura 2.1.9: Corte longitudinal de un CCP, mostrando el ángulo de incidencia.....	16
Figura 2.1.10: Pérdidas geométricas “de final” en un CCP	17
Figura 2.1.11: Pérdidas ópticas en un CCP.....	17
Figura 2.1.12: Balance térmico en la sección del tubo absorbente	19
Figura 2.1.13. Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\phi= 0^\circ$	21
Figura 2.2.1: Central energética termosolar con campo de CCP	22
Figura 2.2.2: Vista de un campo típico de colectores cilindro-parabólicos.	23
Figura 2.2.3: Las dos principales orientaciones del eje de giro de un CCP	23
Figura 2.2.4: Tanque de almacenamiento en aceite ensayado en la PSA.....	26
Figura 2.2.5: Tanque de almacenamiento de sales ensayado en la PSA.....	27
Figura 2.2.6: Esquema básico de un ciclo de Rankine.....	29
Figura 2.2.7: Diagrama T – s del ciclo básico de Rankine.....	30
Figura 2.2.8: Diagrama T – s de un ciclo Rankine regenerativo	31
Figura 2.3.1: Sistema de almacenamiento de Andasol.....	32
Figura 2.3.2: Construcción del sistema de almacenamiento de Andasol.	32
Figura 2.3.3: Configuración del sistema de almacenamiento de energía con dos tanques de sales.....	35
Figura 3.1.1: EOS Características de CCPs y tuberías	36
Figura 3.1.2: EOS Configuración del campo solar	37
Figura 3.1.3: EOS Parámetros referentes a la operación del campo solar y del almacenamiento	37
Figura 3.1.4: EOS Características de almacenamiento.....	38
Figura 3.1.5: EOS Parámetros referentes a la operación de la planta	39
Figura 3.1.6: Emplazamiento, período de análisis y punto de diseño	40
Figura 3.1.7. Opciones análisis sensibilidad	40
Figura 3.1.8. Análisis de sensibilidad: Número de lazos	41
Figura 3.1.9. Análisis de sensibilidad: Capacidad del sistema de almacenamiento.....	41
Figura 3.1.10: Análisis de sensibilidad: Capacidad del sistema de almacenamiento.....	42
Figura 3.1.11. Gráficos de tuberías y aislamientos	42
Figura 3.1.12. Simulación	43
Figura 3.3.1: Interfaz de resultados	44
Figura 5.2.1.a.Energía eléctrica en función del área, diferentes almacenamientos.....	48
Figura 5.1.a. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 1800 kWh/m^2 de irradiación	57
Figura 5.1.b. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 2000 kWh/m^2 de irradiación	57
Figura 5.1.c. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 2200 kWh/m^2 de irradiación	58

Figura 5.2.a. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 1800 kWh/m ² de irradiación	59
Figura 5.2.b. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 2000 kWh/m ² de irradiación	59
Figura 5.2.c. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 2200 kWh/m ² de irradiación	60
Figura 5.3.a. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 1800 kWh/m ² de irradiación	61
Figura 5.3.b. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 2000 kWh/m ² de irradiación	61
Figura 5.3.c. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 2200 kWh/m ² de irradiación	62
Figura 6.4.1. Gráfico de los valores de Energía_neta frente a los valores de Superficie	67
Figura 6.4.2 Gráfico P-P normal de regresión residuo tipificado	70
Figura 6.4.3. Gráfico de dispersión. Variable dependiente: Energía neta	71
Figura 6.5.1. Gráfico de regresión parcial. Residuos sobre Superficie.....	76
Figura 6.5.2. Gráfico de regresión parcial. Residuos sobre Almacenamiento.....	77
Figura 7.2.1. Representación mediante TableCurve 3D. Latitud 37° e Irradiación 2000 kWh/m ²	87
Figura 7.2.2. Latitud 37° Irradiación 2000 kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	88
Figura 7.2.3. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 1800 kWh/m ²	89
Figura 7.2.4. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 1800kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	90
Figura 7.2.5. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 1800 kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	91
Figura 7.2.6. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 2000 kWh/m ²	92
Figura 7.2.7. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2000kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	92
Figura 7.2.8. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2000kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	93
Figura 7.2.9. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 2200kWh/m ²	93
Figura 7.2.10. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2200kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	94
Figura 7.2.11. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2200kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	95
Figura 7.2.12. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 1800kWh/m ²	96
Figura 7.2.13. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 1800kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	97
Figura 7.2.14. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 1800kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	97
Figura 7.2.15. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 2000kWh/m ²	98
Figura 7.2.16. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2000kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	99
Figura 7.2.17. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2000kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	99

Figura 7.2.18. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 2200kWh/m ²	100
Figura 7.2.19. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2200kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.....	101
Figura 7.2.20. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2200kWh/m ² . Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.....	101

ÍNDICE TABLAS

Tabla 4.3.1 Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 37°	53
Tabla 4.3.2. Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 39°	53
Tabla 4.3.3. Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 41°	53
Figura 4.3.3. Rendimiento óptico para un día de invierno.....	54
Figura 4.3.4. Rendimiento óptico para un día de verano.....	54
Tabla 5.1. Resultados de las simulaciones correspondientes a 37° de latitud	56
Tabla 5.2. Resultados de las simulaciones correspondientes a 39° de latitud	58
Tabla 5.3. Resultados de las simulaciones correspondientes a 41° de latitud	60
Tabla 6.3.1. Matriz de correlaciones	64
Tabla 6.4.1.a. Resumen del modelo	68
Tabla 6.4.1.b. ANOVA.....	68
Tabla 6.4.1.c. Coeficientes	68
Tabla 6.4.2. Estadísticos sobre los residuos de la regresión lineal simple de la variable Energía_neta sobre la variable Superficie.....	69
Tabla 6.5.1.a Resumen del modelo	72
Tabla 6.5.1.b Anova.....	72
Tabla 6.5.1.c. Coeficientes	72
Tabla 6.5.2. Análisis de la varianza para el modelo de regresión lineal.....	73
Tabla 6.5.3 Matriz de correlaciones parciales entre las variables Energía_neta, Almacenamiento, Latitud e Irradiación, eliminando el defecto de la variable Superficie	79
Tabla 6.5.4.a.Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Variables introducidas/eliminadas	81
Tabla 6.5.4.b. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Coeficientes.....	82
Tabla 6.5.4.c. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Variables excluidas	82
Tabla 6.5.5.a Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Resumen del modelo.....	84
Tabla 6.5.5.b. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Anova.....	84
Tabla 8.1.1. Comparativa con resultados SPSS.	102
Tabla 8.2.1. Comparativa resultados TableCurve 3D. Latitud 37°, irradiación 2000 kWh/m ² ..	103
Tabla 8.2.2. Comparativa resultados TableCurve 3D. Sistemas sin almacenamiento	103
Tabla 8.2.3. Comparativa resultados TableCurve 3D. Sistemas con 8 horas de capacidad de almacenamiento	104

1. OBJETIVO

El siguiente proyecto tiene por objeto realizar un estudio paramétrico de la energía eléctrica generada por centrales eléctricas termosolares de colectores cilindro-parabólicos a partir de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con EOS, herramienta de simulación de centrales termosolares de colectores cilindro parabólicos realizada por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables.

Para ello, se realizarán una serie de simulaciones orientadas a tener una base de datos lo más representativa posible, y posteriormente se analizarán los resultados obtenidos con la ayuda de diferentes herramientas estadísticas estudiando la influencia que sobre la producción neta de energía eléctrica tienen los siguientes parámetros: irradiación, capacidad de almacenamiento, superficie de captación y latitud.

Para alcanzar este objetivo, se plantean los siguientes objetivos parciales:

- Obtener un conocimiento suficiente de la tecnología de colectores cilindro-parabólicos y de la influencia que sobre la producción de energía eléctrica tienen los diferentes parámetros analizados.
- Aprendizaje y comprensión de la herramienta EOS.
- Aprendizaje y comprensión de las herramientas de análisis estadístico que se emplearán para alcanzar el objetivo principal del proyecto.

2. ANTECEDENTES

2.1. EL COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO

Un colector cilindro-parabólico (CCP), está formado por un reflector, espejo cilindro parabólico con seguimiento solar que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un receptor, tubo absorbente lineal localizado en el foco de la parábola. A consecuencia de la forma parabólica del receptor, la concentración en el foco está en el rango de 30 a 100 veces la intensidad normal. La radiación solar concentrada produce el calentamiento del fluido que circula por el interior del tubo receptor. Transformándose así, la radiación solar directa en energía térmica en forma de calor sensible del fluido que recorre el receptor. La concentración óptica hace que solo la radiación solar directa sea aprovechable por el colector y además exige un seguimiento continuo al Sol por parte del colector a lo largo del día. Normalmente, el seguimiento se realiza en un eje con orientación este/oeste o norte/sur. Los CCP operan con rendimientos aceptables hasta temperaturas de 400 °C aproximadamente, debido al incremento del término de pérdidas en el balance térmico en el absorbedor con el aumento de la temperatura, como se puede ver en la figura 2.1.1.

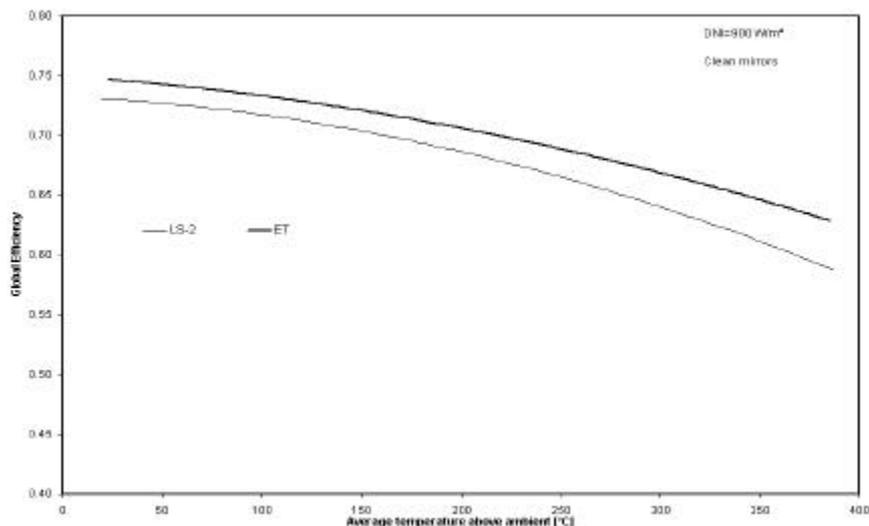


Figura 2.1.1: Rendimiento de un lazo de colectores cilindro-parabólicos ET y LS-2.

La concentración óptica de la radiación solar hace que la superficie del tubo absorbente sea bastante inferior a la de apertura del colector, esto provoca una reducción de las pérdidas térmicas en el tubo absorbedor, debido a que las pérdidas térmicas son proporcionales a la superficie del absorbedor.

Los CCP, dependiendo del sistema utilizado, pueden tener baja caída de presión al circular el fluido de trabajo a través del tubo absorbedor, ya que dicho tubo es recto. También, las pérdidas térmicas durante la noche son pequeñas, ya que se tiene poca cantidad de fluido en el tubo absorbente y este tiene un diseño especial.

La Figura 2.1.2 muestra un esquema de un CCP e ilustra su modo de funcionamiento.

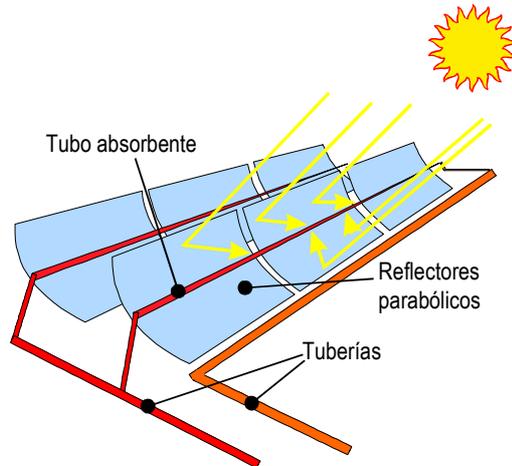


Figura 2.1.2: Principio de funcionamiento de un colector cilindro parabólico

En los campos de CCP, varios colectores se unen en serie para formar filas o lazos que, a su vez, se conectan en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada.

COMPONENTES PRINCIPALES DE UN CCP

Los elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico
- El tubo absorbente
- El fluido de transferencia de calor o fluido de trabajo
- El sistema de seguimiento del sol
- La estructura metálica
- La cimentación



Figura 2.1.3: Partes de un colector cilindro parabólico

El reflector cilindro parabólico, es la parte reflectante del colector y su misión es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre su superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. Estos espejos pueden ser de diferentes tamaños y materiales, además se fabrican de diferentes formas en función de la configuración escogida en cada caso.

El tubo absorbente, o receptor, (*figura 2.1.4*) es el encargado de convertir la luz solar concentrada en energía térmica en el fluido calo-portador. Está soportado por una parte de la estructura, en el foco del CCP. Es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, porque el rendimiento global del colector depende bastante de él. El tubo absorbente de un CCP puede constar de un tubo o, más frecuentemente, de dos tubos concéntricos.

En el caso de dos tubos concéntricos, el tubo interior, por el que circula el fluido que se calienta, es metálico y el exterior de cristal. El tubo metálico lleva un tipo diferente de pintura selectiva que posee una alta absorptividad, superior al 90% y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, inferior al 30%, lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene dos funciones, disminuir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo.

El tubo de cristal suele tener un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, por consiguiente, el rendimiento óptico del colector.

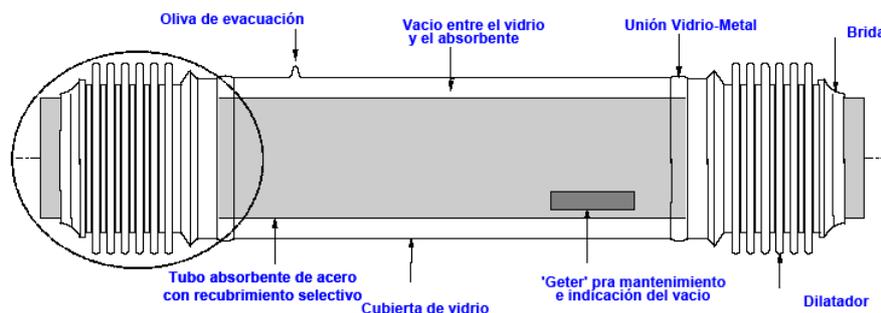


Figura 2.1.4: Esquema del tubo absorbedor

Por el interior del tubo receptor circula el fluido de trabajo. El tipo de fluido que se utiliza en los CCP depende de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada, o una mezcla con Etileno-Glicol, como fluido de trabajo. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$).

La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esto significa que si queremos tener agua caliente a 315°C a la salida de los colectores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 100 bar. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para altas temperaturas es mucho menor que la del agua, podemos calentar aceite a 315°C sin tener que mantener el circuito presurizado a más de 10 o 15 bar. Poder

trabajar a menores presiones posibilita el uso de materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

Hay que mencionar aquí que a pesar de las elevadas presiones que conlleva el uso de agua directamente en los CCP para temperaturas altas, la utilización de agua para altas temperaturas/presiones se ha investigado y se continua investigando en la Plataforma Solar de Almería dentro del proyecto DISS, habiéndose conseguido hasta el momento unos resultados muy prometedores, puesto que se está produciendo vapor sobrecalentado a 400°C/100bar directamente en los propios CCP. Pero esta tecnología, denominada Generación Directa de Vapor (internacionalmente DISS, *Direct Solar Steam*) no estará disponible comercialmente hasta dentro de unos años. Hasta el momento se ha demostrado la viabilidad técnica de producir directamente en los tubos receptores de colectores cilindro parabólicos vapor a 100bar/395°C.

El sistema de seguimiento del sol, permite al colector seguir la trayectoria del sol a lo largo del día. Los sistemas solares de concentración cuyo ángulo de aceptación sea inferior a 10° necesitan disponer de un sistema de orientación y seguimiento encargado de ajustar la posición del colector de tal manera que el rendimiento sea máximo.

El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje. La figura 2.1.5 muestra esquemáticamente este tipo de seguimiento solar.

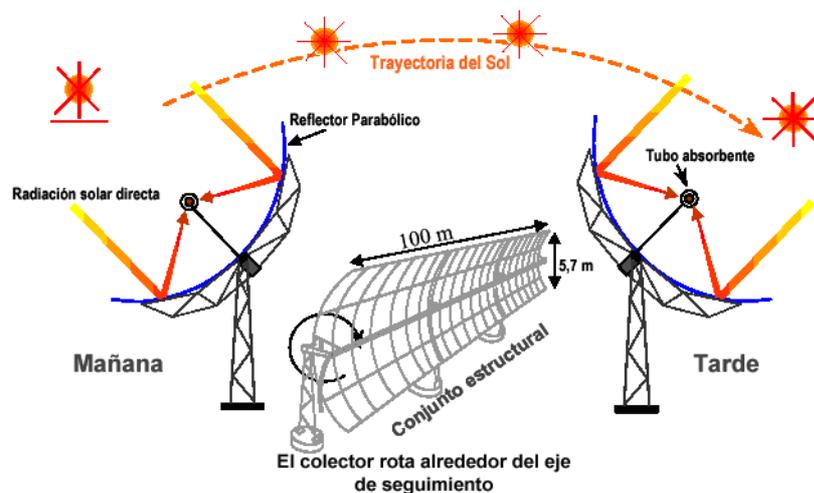


Figura 2.1.5: Seguimiento solar de un CCP

Un colector CCP completo está formado por varios módulos concentradores cilindro parabólicos que están unidos rígidamente en serie y movidos por un mismo mecanismo de seguimiento solar.

La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo con la posición del Sol. Para colectores grandes, como el colector EUROTROUGH, los altos pares requeridos para girar al colector obligan a usar mecanismos hidráulicos. Con el fin de abaratar costes y simplificar la construcción del CCP, un solo mecanismo de accionamiento mueve a varios módulos concentradores conectados en series y operados conjuntamente como un solo elemento.

Aunque se han ensayado CCP que también pueden girar en dos ejes, la experiencia ha demostrado que dichos colectores son más caros que los de seguimiento en un eje. Es verdad, que la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior, pero las pérdidas térmicas también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas dentro del colector es mayor. Los colectores de dos ejes también necesitan mayor mantenimiento, principalmente por su mayor complejidad mecánica.

La estructura soporte, la misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interfase con la cimentación del colector. En la actualidad, las estructuras utilizadas por los CCPs son todas metálicas aunque se han empezado a investigar con materiales diferentes como fibra de vidrio y materiales plásticos para la parábola propiamente dicha. En lo que se refiere a los apoyos o pilares son metálicos también, pero cabe la posibilidad de montarlos de hormigón a la vez que la cimentación, aplicando el método de pilotaje.



Figura 2.1.6: Vista de la estructura del colector EURO TROUGH en posición de abatimiento.

La cimentación es la encargada de soportar a los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Será realizada dependiendo de las cargas debidas al colector en función de sus dimensiones y sus características estructurales, que dan el peso y las cargas de viento que se producirán y del tipo de terreno en donde se vaya a montar. El material utilizado es hormigón armado Standard. El propio terreno nos dirá si el tipo de cimentación serán zapatas individuales hasta pilotes pasando por anclajes directos al suelo en caso de colectores de pequeño tamaño situados en el tejado de un edificio.

PARÁMETROS BÁSICOS DE UN CCP

Dos parámetros básicos de un colector cilindro parabólico son la razón de concentración y el ángulo de aceptación. Estos hay que tenerlos en cuenta a la hora de su diseño.

La razón de concentración geométrica, C , es el cociente entre el área de apertura del colector y el área total del tubo absorbedor:

$$C = \frac{A}{\pi \cdot D}$$

Ec.3.1.1

Siendo:

- A : La apertura del colector
- D : El diámetro exterior del tubo receptor

El ángulo de aceptación, ϑ , es el ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente (*Figura 2.1.7*).

Los CCP actuales tienen un ángulo de aceptación inferior a 2° y necesitan un sistema de seguimiento preciso, de lo contrario solamente captarían una pequeña fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento, ya que necesitan seguir al sol con un error de seguimiento inferior al ángulo de aceptación del colector. La precisión que tienen los sistemas de posicionamiento usados actualmente suele ser del orden de $0,25^\circ$.

Los valores normales de la razón de concentración de un CCP están alrededor de 20, aunque el valor máximo teórico está en torno a 215. Las razones de concentración altas están asociadas a ángulos de aceptación muy pequeños que implican la implementación de un sistema de seguimiento solar muy preciso y consecuentemente, muy costoso.

Además, se debe tener en cuenta que la propia mecánica de los colectores y la deformación natural de su estructura impide que el ángulo de aceptación sea excesivamente pequeño, ya que se desperdiciaría una parte importante de la radiación solar disponible, debido a que el sol no es realmente un foco puntual, ya que tiene un radio anular aparente de $16'$ y cualquier colector que tuviera un ángulo de aceptación menor que este valor desaprovecharía una parte importante de la radiación solar disponible, por muy preciso que fuera su sistema de seguimiento solar. Valores habituales del ángulo de aceptación son del orden de $0,7^\circ$ - 1° .

Para trabajar con colectores parabólicos el rango de temperatura ideal es 150 - 400°C . Si la temperatura es superior a 400°C , las pérdidas térmicas de este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento. Por el contrario, si la temperatura es inferior a 150°C , hay otros colectores más económicos, como los concentradores parabólicos compuestos (CPC) o los colectores planos de vacío, con los que los CCPs no pueden competir actualmente.

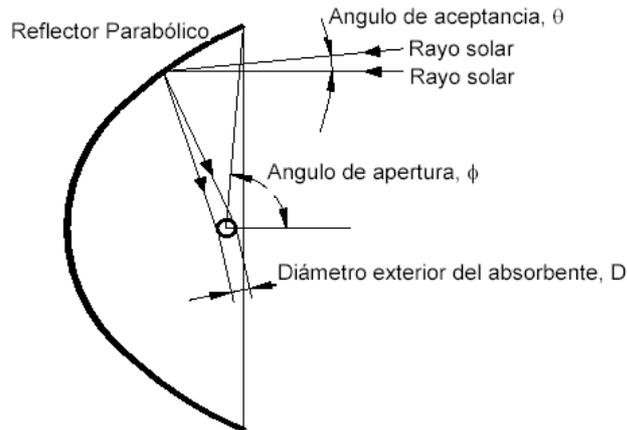


Figura 2.1.7: Parámetros de un CCP

Otro parámetro importante en un colector cilindro parabólico es su ángulo de apertura, Φ , que es el ángulo formado por la bisectriz de la parábola y la línea que une el centro del tubo absorbente con el extremo de la parábola, como se puede observar en la

Figura 2.1.7. Usualmente, el ángulo de apertura tiene un valor igual o próximo a 90° .

Mientras más pequeño sea el ángulo de apertura, mayor es la longitud del desarrollo de la parábola, lo que conduce a una situación en la que aumenta la superficie reflectora en una magnitud muy superior al aumento del área de apertura del colector, que es el área eficaz para la captación de la energía solar. Por esto se trabaja normalmente con ángulos de apertura iguales o superiores a 90° . Hay que tener en cuenta que en algunas referencias bibliográficas se define al ángulo de apertura como el ángulo suplementario del ángulo " Φ " mostrado en la

Figura 2.1.7.

También conviene que el ángulo de apertura del colector sea tal que el tubo absorbente quede protegido por la parábola cuando el colector se encuentre en la posición de reposo o abatimiento, sobre todo de cara a la posibilidad de granizadas que podría romper la cubierta de cristal del tubo absorbente. Por esta misma razón es conveniente también que la parte posterior de la superficie reflectora esté protegida del impacto de posibles granizos, o que los reflectores sean por ellos mismos lo suficientemente resistentes como para soportar esta inclemencia meteorológica que podría destruir un campo de colectores cilindro-parabólicos.

PÉRDIDAS EN UN CCP

Una vez que la radiación solar alcanza la superficie de un colector parabólico, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas se puede dividir en tres grupos, como son, las pérdidas geométricas, ópticas y térmicas.

Las pérdidas geométricas provocan una reducción del área efectiva de captación de los colectores. Las pérdidas geométricas en un CCP se pueden dividir en dos grupos:

- a) debidas a la posición relativa de los colectores entre sí
- b) inherentes a cada colector

Las primeras son las denominadas “pérdidas por sombras” y están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar en los colectores adyacentes.

Es elemental que, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros. La

Figura 2.1.8 describe este tipo de pérdidas geométricas por sombra.

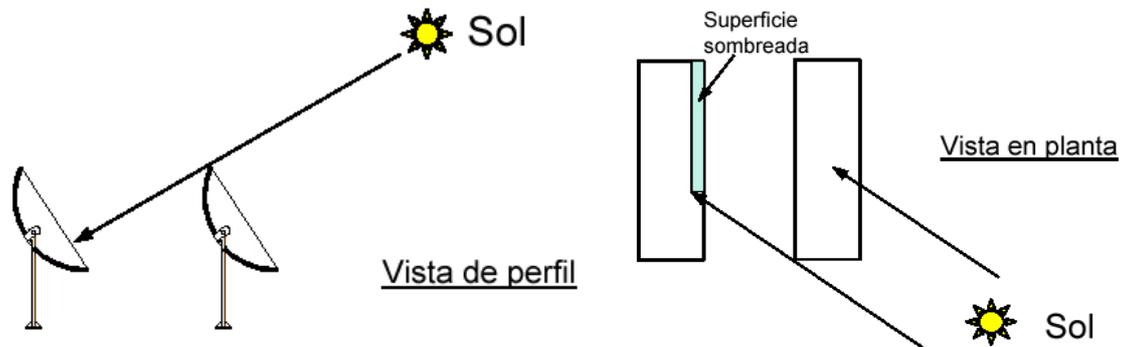


Figura 2.1.8: Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas

Las pérdidas geométricas inherentes a cada CCP están ocasionadas por el hecho de que estos colectores están provistos de un sistema de seguimiento solar en un solo eje y, por lo tanto, solo pueden girar alrededor de este eje, lo que da lugar a que exista el denominado ángulo de incidencia, ϕ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal a dicho plano de apertura. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, debido a que es función de las coordenadas del sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que haya una pérdida de superficie reflexiva útil en los extremos del colector.

En la figura 2.1.9 se puede observar un corte longitudinal de un CCP. Nótese que la radiación reflejada por el tramo de superficie reflexiva de longitud L_E no puede ser interceptada por el tubo absorbente.

L = longitud del concentrador parabólico

ϕ = ángulo de incidencia

F = distancia focal

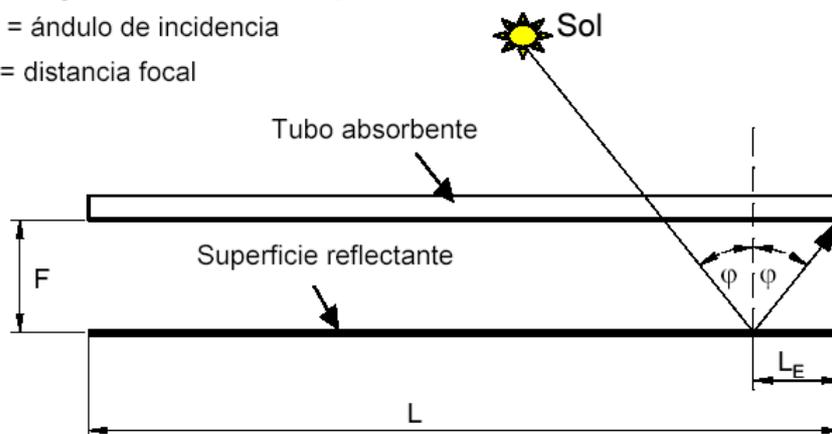


Figura 2.1.9: Corte longitudinal de un CCP, mostrando el ángulo de incidencia

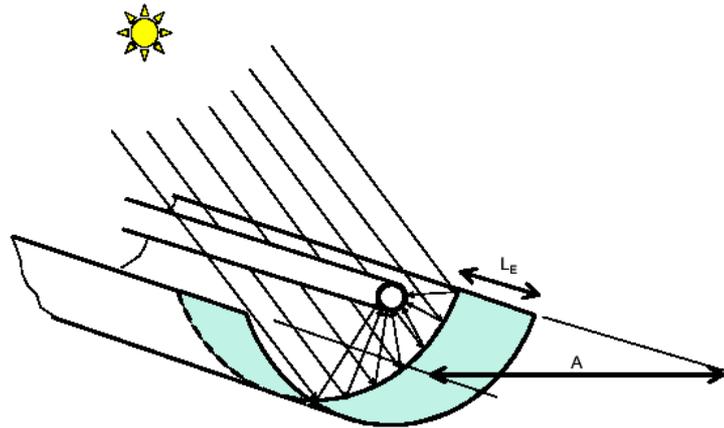


Figura 2.1.10: Pérdidas geométricas "de final" en un CCP

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce la superficie efectiva de captación que tiene el colector, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° . El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del colector se cuantifica a través de un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia, K , explicado más adelante.

Las pérdidas ópticas son debidas a que la superficie reflexiva del concentrador no es un reflector perfecto, el vidrio que cubre al tubo absorbente metálico no es totalmente transparente, la superficie selectiva del tubo metálico no es un absorbente perfecto, la geometría del concentrador parabólico no es perfecta. Estas anomalías provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente.

En la figura 2.1.11 se observan los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP, que son, la reflectividad, el factor de interceptación, la transmisividad y la absorptividad.

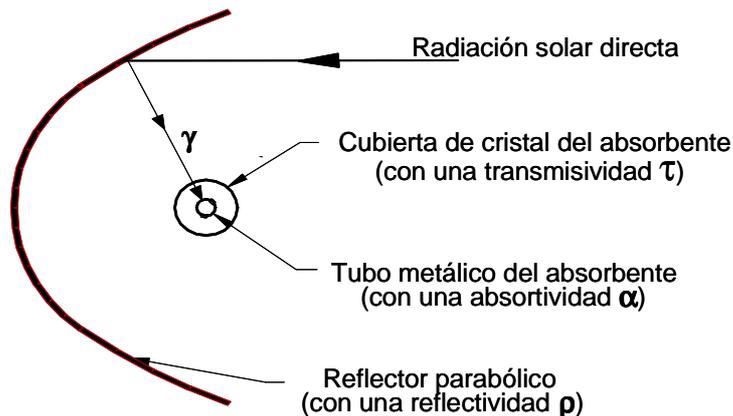


Figura 2.1.11: Pérdidas ópticas en un CCP

Reflectividad de la superficie del concentrador parabólico, ρ . Las superficies reflexivas de los colectores no son perfectas, debido a esto solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores más usuales de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie.

Por ejemplo, la reflectividad de los colectores parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es 92% cuando los colectores están limpios. Estos valores disminuyen debido a la suciedad progresiva de los espejos, a una razón de 0.26% por día.

Factor de intercepción, γ . Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos no llega a la cubierta de cristal del tubo absorbedor por diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del colector, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de intercepción. Un valor típico de este parámetro óptico es 95%.

Transmisividad de la cubierta de cristal, τ . El tubo absorbedor metálico se encuentra dentro de una cubierta de cristal para reducir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una parte de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90 - 95%, dependiendo de que el cristal hay sido objeto de un tratamiento anti-reflexivo o no.

Absortividad de la superficie selectiva, α . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que puede ser absorbida. Los valores normales para la absortividad están en el rango 90% – 96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectividad, absortividad, transmisividad y factor de intercepción) se le denomina Rendimiento Óptico Pico del CCP:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \alpha \cdot \tau \cdot \gamma$$

Ec.2.1.2

Las pérdidas térmicas son las segundas más importantes en un CCP, detrás de las pérdidas ópticas. Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del tubo absorbente.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbente están formadas por: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación.

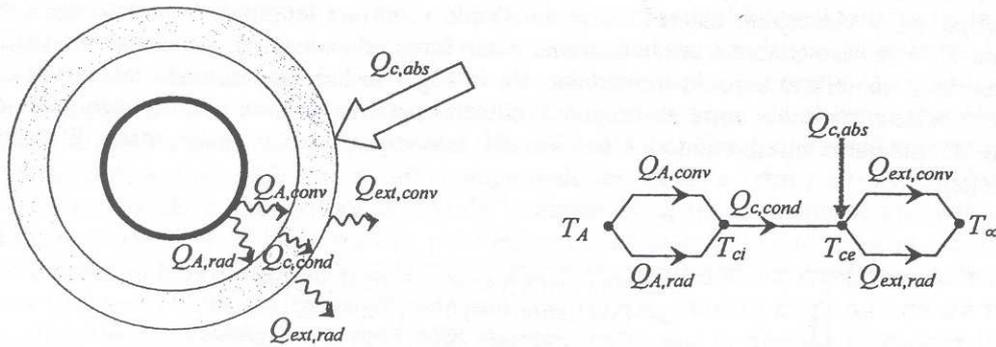


Figura 2.1.12: Balance térmico en la sección del tubo absorbente

En la práctica las pérdidas térmicas globales, Q_L , en un CCP se modelan mediante un coeficiente global de transferencia desde la superficie exterior del tubo absorbente al ambiente, U_L . El valor de éste es un dato facilitado por el fabricante del colector y se determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado. Como valor orientativo del coeficiente global de pérdidas, $U_{L,abs}$, se pueden tomar $4 \text{ W/m}^2_{abs} \text{ } ^\circ\text{C}$ para un CCP con tubo absorbente de vacío, para temperaturas de la superficie exterior del absorbedor de unos 350°C .

RENDIMIENTO DE UN CCP

La energía térmica útil que da un CCP es menor que la que daría en condiciones ideales, debido a la existencia de las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas.

En un CCP se suelen definir varios rendimientos diferentes y un parámetro:

- *Rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° (rendimiento óptico pico), $\eta_{opt,0^\circ}$.* Este rendimiento considera todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el colector con un ángulo de incidencia de 0° . Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbente.

- *Rendimiento térmico, η_{th} .* Tiene en cuenta todas las pérdidas térmicas que se producen en el colector.

- *Rendimiento global, η_{global} .* Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el colector.

- *Modificador por ángulo de incidencia, $K(\phi)$.* Tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas y geométricas que se producen en el colector para un ángulo de incidencia, ϕ , distinto de 0° y que no se consideran en $\eta_{opt,0^\circ}$ (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbente e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbente, y en la reflectividad de los espejos).

- *Rendimiento óptico* η_{opt} . Este rendimiento considera, no solo todas las pérdidas ópticas y geométricas que se producen en el colector para un ángulo de incidencia, ϕ , distinto de 0° , sino que también factores como ensuciamiento y sombras.

La energía solar incidente sobre un colector cilindro parabólico puede definirse bajo dos criterios distintos, considerando aprovechable la radiación perdida por la no perpendicularidad de los rayos incidentes (ecuación 2.1.3) o no teniéndola en cuenta (ecuación 2.1.4):

$$Q_{sol} = S_c \cdot I$$

Ec.2.1.3

$$Q_{sol} = S_c \cdot I \cdot \cos(\phi)$$

Ec.2.1.4

siendo :

- Q_{sol} = energía solar incidente sobre el colector (W).
- S_c = área de apertura de la superficie reflexiva del colector (m^2).
- I = radiación solar directa (W/m^2).
- ϕ = ángulo de incidencia.

Por otra parte, la energía térmica útil suministrada por el colector viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por:

$$Q_{\text{útil}} = q_m \cdot (h_{sal} - h_{ent})$$

Ec.2.1.5

siendo:

- $Q_{\text{útil}}$ = energía térmica útil suministrada por el colector (W).
- q_m = caudal másico del fluido de trabajo (kg/s).
- h_{sal} = entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector (J/kg).
- h_{ent} = entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector (J/kg).

El rendimiento global de captación viene dado como el cociente entre la energía térmica útil suministrada al fluido y la energía solar incidente sobre el colector:

$$\eta = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{sol}}$$

Ec.2.1.6

El rendimiento óptico $\eta_{opt,0^\circ}$ no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, pero sí del grado de ensuciamiento del colector, ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbente. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad del tubo de vidrio.

El modificador por ángulo de incidencia, K , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K=1$ para $\varphi = 0^\circ$, y $K=0$ para $\varphi = 90^\circ$, y a veces, suele darse multiplicado por el coseno del ángulo de incidencia pues se compacta dos términos dependientes del mismo parámetro en uno solo.

El rendimiento térmico depende directamente de la temperatura de trabajo del fluido y de la radiación solar directa.

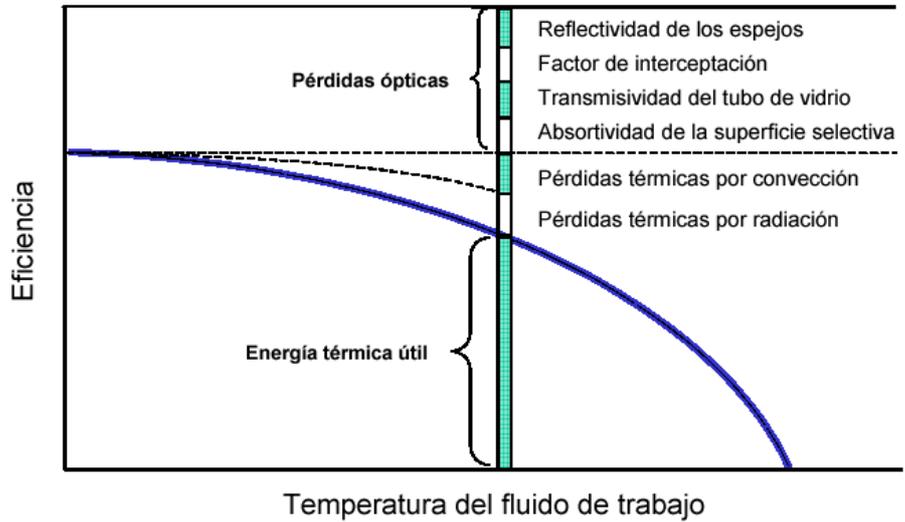


Figura 2.1.13. Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\varphi=0^\circ$.

2.2. LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

En la figura 2.2.1 se representa un esquema de las Centrales energéticas termosolares cuyo sistema concentrador-receptor es un campo de colectores cilindro-parabólicos:

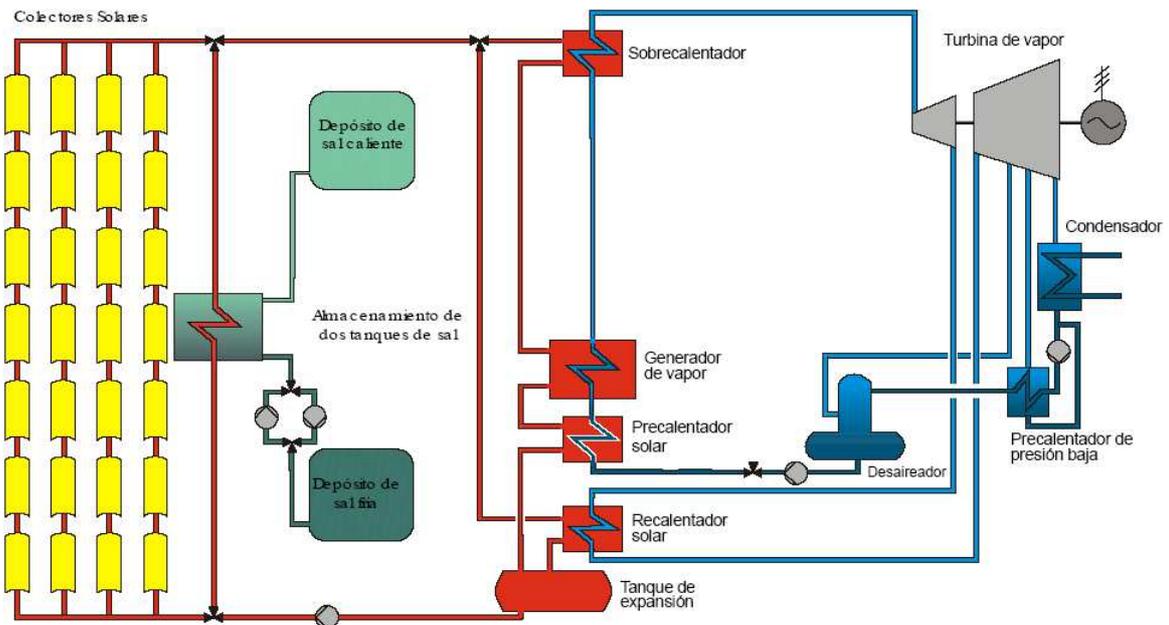


Figura 2.2.1: Central energética termosolar con campo de CCP

Los componentes básicos de estas plantas son:

- Campo de colectores solares cilindro parabólicos
- Sistema de almacenamiento térmico (si lo hubiera)
- Generador de vapor (intercambiador de calor aceite/agua)
- Caldera auxiliar de combustión fósil (si la hubiera)
- Depósito de expansión
- Sistema de potencia

CAMPO DE COLECTORES

Un campo típico de CCPs (ver figura 2.2.2) está compuesto por filas paralelas de éstos. Cada fila, a su vez, está compuesta por varios colectores conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos absorbentes es calentado conforme circula desde la entrada a la salida de cada fila. Así pues, el número de colectores por fila está determinado por el salto de temperatura requerido bajo las condiciones de diseño. La potencia total requerida queda fijada con el número de filas que se colocan en paralelo.



Figura 2.2.2: Vista de un campo típico de colectores cilindro-parabólicos.

Aunque cualquier orientación es posible en principio, las filas de colectores suelen orientarse o bien en la dirección Norte-Sur o Este-Oeste. Las variaciones estacionales en la energía térmica suministrada diariamente por un CCP orientado Norte-Sur pueden ser bastante grandes, hasta tres veces mayor en verano que en invierno, dependiendo de la latitud y las condiciones atmosféricas del lugar. Sin embargo, estas variaciones en la energía incidente para orientación Este-Oeste son mucho menores, lo que permite tener un aporte térmico más estable durante todo el año. No obstante, conviene saber que la energía total suministrada en un año completo por un colector orientado Norte-Sur es mayor que la suministrada por un colector orientado Este-Oeste. La figura 3.2.3 muestra gráficamente estas dos orientaciones:

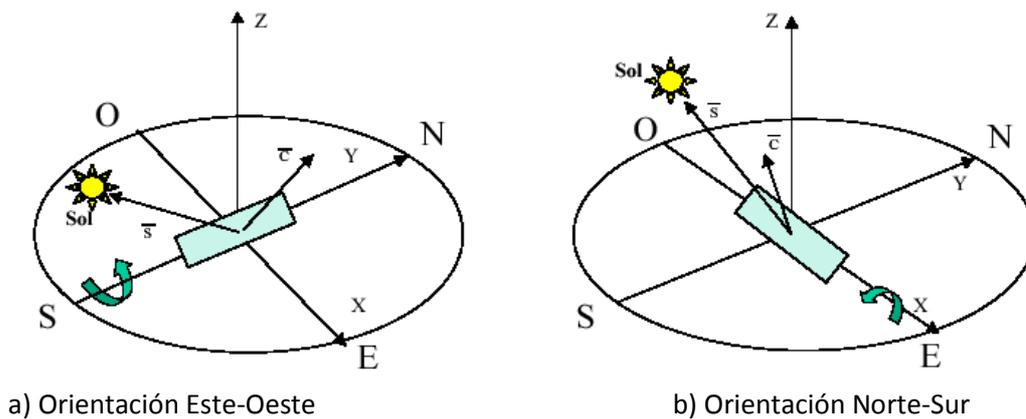


Figura 2.2.3: Las dos principales orientaciones del eje de giro de un CCP

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Una de las características principales de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo (solo es posible captarla durante el día). Pero a esta limitación que afecta a todos los sistemas de captación solar, hay que añadir una segunda restricción cuando se trata de sistemas captadores de concentración, como es el caso de los CCP, solo pueden aprovechar la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes.

Cuando no se precisa suministrar potencia por la noche o durante períodos nublados, no es necesario un sistema de almacenamiento. Pero si se desea la producción de electricidad durante períodos en los que no hay radiación solar directa o una mayor continuidad y fiabilidad de la producción de la planta, será necesario un sistema de almacenamiento que guarde parte de la energía térmica suministrada por los colectores solares durante las horas de sol, para cederla en aquellos momentos en los que no hay radiación solar directa, desacoplando el campo solar del ciclo de vapor.

En un principio, podríamos pensar en un almacenamiento de agua caliente como los utilizados en los sistemas solares de baja temperatura (colectores solares planos). Este sistema no es adecuado para los sistemas de media temperatura, debido a que la alta presión que habría en el tanque de almacenamiento lo encarece excesivamente. Por este motivo, los sistemas de almacenamiento para el rango de media temperatura utilizan un medio de almacenamiento diferente.

Los objetivos de un buen almacenamiento térmico en una planta solar son, entre otros:

- Almacenamiento de energía en condiciones climatológicas transitorias.
- Aumento del factor de capacidad de la planta.
- Producción de electricidad más distribuida.
- Alcance de alto rendimiento del ciclo de vapor.
- Alta densidad energética (por unidad de masa o por unidad de volumen) en el material almacenado.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de transferencia de calor y el fluido de almacenamiento térmico.
- Estabilidad mecánica y química del material almacenado.
- Compatibilidad química entre el fluido de transferencia de calor, el intercambiador de calor y el medio de almacenaje.
- Reversibilidad durante un gran número de ciclos de carga y descarga.
- Bajas pérdidas térmicas.
- Facilitar el control de la planta.

Atendiendo al medio en el cual se almacena la energía térmica, podemos distinguir dos tipos de sistemas:

- a) Sistemas de almacenamiento en medio único
- b) Sistemas de almacenamiento en medio dual

Los sistemas de almacenamiento en medio único son aquellos en los que el medio utilizado para almacenar la energía térmica es el mismo fluido que circula por los colectores solares. Los más comunes son aquellos que usan aceite sintético como fluido de trabajo y

como medio de almacenamiento. El sistema de almacenamiento en estos casos consiste en un tanque con aceite, de forma que el almacenamiento de energía se realiza calentando el aceite que contiene el tanque. El rendimiento de estos sistemas es superior al 90%. La densidad de los aceites normalmente utilizados como fluido de trabajo en los campos de CCP presenta una fuerte variación con la temperatura. Así, por ejemplo, la densidad del aceite Therminol-55 a 90°C es de 842,5 kg/m³, mientras que a 300°C es de 701,4 kg/m³. Esta particularidad hace que el aceite caliente que entra en el tanque de almacenamiento por su parte superior permanezca en los estratos superiores del tanque, mientras que el aceite frío se encontrará siempre en los estratos inferiores. El generador de vapor puede ser alimentado desde el tanque de almacenamiento o bien desde el campo de colectores directamente, dependiendo de la posición de las válvulas de 3 vías. Cuando se descarga el sistema de almacenamiento, el aceite caliente sale del tanque por la parte superior y vuelve frío a la parte baja del tanque después de salir de la caldera o intercambiador de calor.

Uno de los inconvenientes de utilizar aceite como medio de almacenamiento es la necesidad de mantener el aceite presurizado e inertizado en el tanque de almacenamiento. La presurización es necesaria para evitar que el aceite pase a fase gaseosa, por lo que hay que mantener al aceite presurizado por encima de la presión de vapor correspondiente a la máxima temperatura de trabajo que puede alcanzar el aceite.

Afortunadamente, la presión de vapor de los aceites usados en estos sistemas suele ser baja para el rango de temperaturas 150 - 400°C, por lo que esta presurización es fácil de mantener mediante la inyección de argón o nitrógeno en el circuito de aceite. Este gas también mantiene al aceite en una atmósfera inerte que evite la posibilidad de que se produzca una explosión en el tanque por la formación de mezclas gaseosas que arderían fácilmente en contacto con el oxígeno del aire.

Los sistemas de almacenamiento en medio dual son aquellos en los que el almacenamiento de calor se efectúa en un medio diferente al fluido de trabajo que se calienta en los colectores solares. Como medios de almacenamiento se suelen usar placas de hierro, de materiales cerámicos, u hormigón. En estos sistemas, el aceite actúa solo como medio de transferencia de calor entre el campo de colectores y el material donde se almacena la energía térmica en forma de calor sensible. El aceite circula a través de canales dispuestos entre las placas superpuestas del material de almacenamiento, transfiriendo (proceso de carga) o cogiendo (proceso de descarga) energía térmica de las placas.



Figura 2.2.4: Tanque de almacenamiento en aceite ensayado en la PSA.

Dentro de este tipo de sistemas se encuentra el almacenamiento en sales fundidas. Este tipo de almacenamiento tiene dos tanques aislados térmicamente (tanque caliente y tanque frío) de tal manera que el volumen de cada uno sea tal que pueda contener la totalidad del fluido de trabajo. En este caso, se puede trabajar a alta temperatura y a presión atmosférica o más elevada que esta. El tanque caliente se carga, llenándose con el fluido de almacenamiento, sales fundidas, desde el campo solar, donde llega desde el tanque frío, que queda vacío. La descarga se produce recuperándose el calor al extraer el citado fluido del tanque caliente que lo contiene y una vez enfriado se envía al tanque frío siguiendo el proceso en sentido inverso. Este tipo de almacenamiento es imprescindible cuando se utilizan sales fundidas, debido a que estas tienen una conductividad térmica elevada comparada con otros fluidos de almacenamiento.

En la planta CESA-1 de la PSA, fue ensayado un sistema con una mezcla eutéctica de sales compuesta por KNO_3 , 53%, NaNO_2 , 40% y NaNO_3 7% en dos tanques, frío y caliente a 220°C y 340°C respectivamente, horizontales, de 200 m^3 cada uno de 4 m de diámetro y 16 m de longitud fabricados en acero A-285 Gr C, de 10 mm de espesor. La presión de diseño era de 2 bares y la temperatura 340°C . Una ligera sobrepresión, 0,5 bar, venía dada principalmente por el gas inerte necesario para evitar la degradación de las sales al contacto con el aire. Los tanques disponían de un almacenamiento térmico de 40 cm en lana de vidrio. Además, el tanque frío disponía de un serpentín interior acoplado a una caldera auxiliar utilizado para la fusión de sales en el momento del llenado inicial.

Las 260 Tm de sales tenían una capacidad máxima de almacenamiento de 12,7 MWh. Las pérdidas térmicas en 24 horas del tanque caliente eran de 535 kWh, 4% de capacidad y del frío 271 kWh, 2% de la capacidad. Las pérdidas más significativas se encontraron en los sistemas de carga y descarga. Los rendimientos de carga y descarga eran respectivamente de 90% y 91 %.

El más grande de los sistemas fue el de Solar Two, Barstow, California, capaz de producir electricidad durante tres horas continuadas a plena carga o trabajar a baja carga durante más tiempo, de esta forma se estuvo operando durante casi una semana de forma ininterrumpida. Dos tanques con una capacidad de almacenamiento de 107 MWh, el frío de acero al carbono ya que las sales a 290°C son poco corrosivas y el caliente de acero inoxidable para hacer frente a la corrosión que se produce a 565°C. En el montaje del sistema se procuró evitar el uso de bridas, incluso en instrumentos, procediéndose a soldar la mayor parte de las uniones existentes con objeto de reducir las pérdidas térmicas y las fugas de sales al mínimo. En total había 1.350.000 kg de sales, formadas por 60% de nitrato sódico y 40% de nitrato potásico, porcentajes en peso. Esta sal funde/solidifica en el rango de 204 a 220°C y es estable cerca de 600°C.

La pérdida calorífica del sistema medida en condiciones estacionarias fue de 185 kWh, lo que en un período anual corresponde a un 1 % de la energía total suministrada al almacenamiento. Basándose en estos valores, se puede esperar un rendimiento anual en una planta comercial como mínimo igual al 99%.

Las sales tienen un punto de fusión elevado, lo que obliga a instalar un sistema que las mantenga a una temperatura superior a dicho punto para evitar que solidifiquen y obstruya los circuitos. Para ello, las tuberías han de mantenerse calientes y al fluido circulando continuamente por ellas. Igualmente es necesario un sistema de calentamiento auxiliar para mantener una temperatura mínima de operación de 150°C.

La baja presión de vapor de las sales permite usar tanques verticales de almacenamiento que trabajan a presión atmosférica, similares a los tanques de almacenamiento de aceite comercial.

En la figura 2.2.5, se observa un tanque de almacenamiento de sales. Detrás de este tanque se encuentra otro similar, uno almacena las sales frías y el otro las sales calientes.



Figura 2.2.5: Tanque de almacenamiento de sales ensayado en la PSA.

Este sistema de almacenamiento requiere de un intercambiador de calor aceite/sales. Éste debe diseñarse con una aproximación de temperaturas, del orden de 3-10°C, para minimizar las pérdidas del ciclo Rankine durante la descarga del almacenamiento térmico y

para mantener una temperatura razonable del fluido de transporte de calor durante la carga del mismo. Además, la presión de vapor del fluido de transferencia de calor es aproximadamente de 10 bares a 390°C (temperatura de salida del campo solar). Añadiendo la pérdida de presión en el intercambiador y tuberías, la presión de entrada al intercambiador se mantiene en un valor nominal de 20 bares. Por el contrario, la presión de vapor de la sal es pequeña (<1Pa), y la presión de la sal en el intercambiador será aproximadamente igual a 5 bar. El intercambiador por tanto deberá aguantar una diferencia de presiones de unos 15 bares entre las sales y el fluido de intercambio de calor.

El equipo más económico que cumple las anteriores condiciones es un intercambiador convencional de diseño de carcasa y tubos.

GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor es el componente donde la energía térmica suministrada por el sistema solar es cedida a un circuito agua/vapor. De este modo se produce el vapor necesario para alimentar a la turbina. Por lo tanto, el generador de vapor es la interfase entre el sistema solar (campo de colectores + sistema de almacenamiento) y el ciclo de vapor.

Dependiendo del tipo de vapor (sobrecalentado o no), el esquema del generador de vapor será uno u otro. En la figura 2.2.1, el generador está representado por cuatro cuerpos:

1. Precalentador o Economizador: donde el agua se precalienta hasta una temperatura próxima a la de evaporación.

2. Evaporador: que es recorrido por el flujo bifásico.

3. Sobrecalentador: donde el vapor se calienta a la temperatura máxima del ciclo, superior a la de saturación para la presión de trabajo.

4. Recalentador: donde se recalienta el vapor entre el cuerpo de alta y el de media presión de la turbina, para aumentar la temperatura media de aportación y por ello mejorar el rendimiento del ciclo.

CALDERA AUXILIAR DE COMBUSTIÓN FÓSIL

Como ya se ha comentado, las CETS que disponen de esta combustión auxiliar son denominadas *híbridas*. Para plantas comerciales cuya finalidad es la maximización de los beneficios de la venta de energía eléctrica, este es un componente necesario porque, no solo complementa al sistema de almacenamiento en su tarea de desacople entre el campo solar y la isla de potencia, sino que además aumentará la producción. Como se comprobará en el apartado EOS: MÓDULOS, la normativa vigente en el país de implantación será determinante a la hora de establecer el tamaño y características de este sistema.

DEPÓSITO DE EXPANSIÓN

Este equipo es el encargado de absorber los cambios de volumen a los que se ve sometido el aceite térmico encerrado en el campo por las variaciones que sufre su temperatura con las condiciones climatológicas. Además sirve de amortiguador para la temperatura de entrada al campo.

SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

El sistema de conversión de potencia, que se conoce internacionalmente con las siglas PCS (Power Conversion System), es donde tiene lugar el aprovechamiento de la energía térmica suministrada por el sistema solar. La configuración del PCS depende del tipo de proceso industrial al cual se acopla el campo solar, por lo que puede variar sustancialmente de una instalación a otra. La mejor manera de conocer las configuraciones más comunes de PCS es ver el esquema de aplicaciones reales que existen actualmente funcionando con CCPs.

En este tipo de plantas el ciclo de potencia que se utiliza es el ciclo de Rankine o de Vapor.

El agua es uno de los fluidos de trabajo más disponibles y adecuados para emplear en un ciclo de potencia. La mayoría de las centrales termoeléctricas que se han construido hasta la fecha (térmicas convencionales, de biomasa, nucleares, termosolares...) y que se implementarán en un futuro por lo menos cercano emplean agua como fluido de trabajo del ciclo de potencia. En las figuras 2.2.6 y 2.2.7 se pueden ver los esquemas básicos de un ciclo de Rankine, mostrando tanto los equipos físicos por los que pasa el agua al describir el ciclo, como su evolución en un diagrama temperatura-entropía (García Casals, 2001).

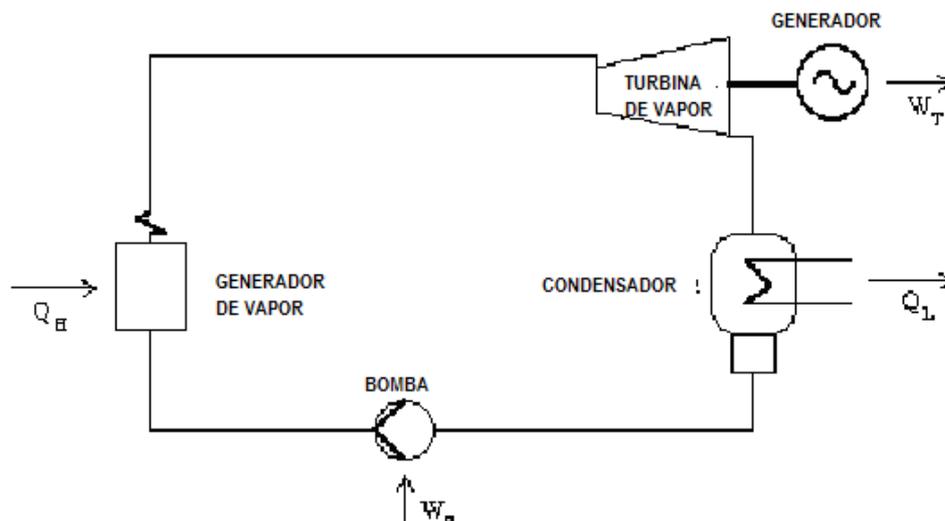


Figura 2.2.6: Esquema básico de un ciclo de Rankine

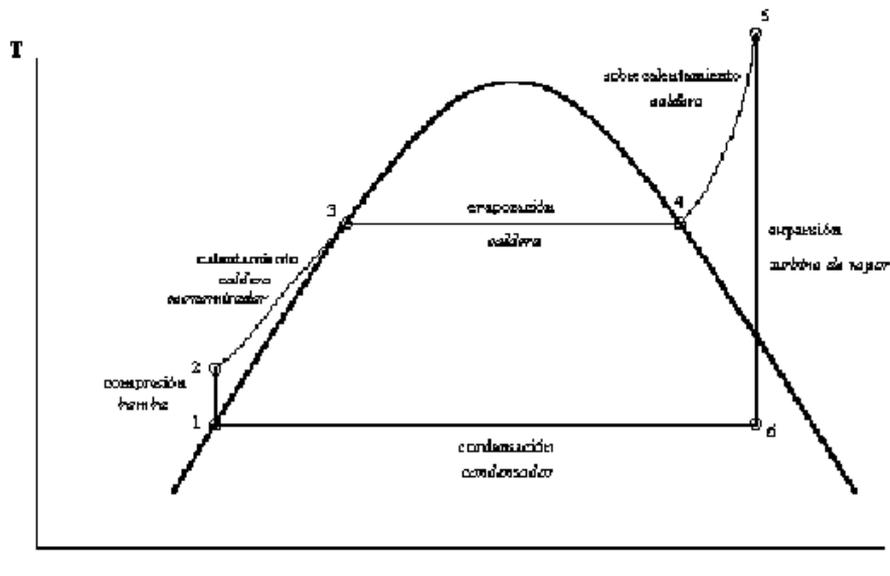


Figura 2.2.7: Diagrama T-s del ciclo básico de Rankine

El agua que describe el ciclo pasa en primer lugar por el generador de vapor donde recibe el aporte de energía térmica al ciclo de potencia, que provoca su evaporación y sobrecalentamiento. Posteriormente el vapor producido se dirige hacia la turbina de vapor donde se expande transformándose la energía térmica en mecánica, que se usará para mover el generador eléctrico. A la salida de la turbina se extrae el calor residual del ciclo en el condensador, produciendo de nuevo el paso a fase líquida del agua, que a continuación se dirige a una bomba encargada de aumentar su presión hasta la necesaria para vencer las pérdidas de carga en el generador y disponer a la turbina de la presión requerida en su entrada. El rendimiento con el cual se convierte la energía térmica en trabajo en este ciclo depende, entre otros, de los siguientes factores:

- Temperatura de vapor vivo. Cuanto más elevada, mayor el rendimiento.
- Temperatura (o presión) de condensación del vapor. Cuanto más baja, mayor rendimiento.
- Presión en el aporte de calor al ciclo. Cuanto más elevada, mayor rendimiento.
- Rendimiento de las turbomáquinas (bomba y turbina). Cuanto más elevado, mejor.

En cualquier caso, el rendimiento de este ciclo siempre será menor al factor de Carnot entre las temperaturas extremas. Así, si consideramos un ciclo de Rankine con temperatura máxima del vapor de 370 °C, presión del vapor de 100 bar, presión de condensación de 0,04 bar, y rendimientos del 100 % en bomba y turbina, obtenemos un rendimiento de $\eta_{\text{ciclo}} = 40,5\%$, mientras que el factor de Carnot asociado a las temperaturas extremas del ciclo es de 53 %.

Las restricciones tecnológicas y del entorno son las que imponen limitaciones en el valor de los parámetros que condicionan el rendimiento del ciclo de Rankine.

Las presiones de entrada en turbina está limitada por el contenido en humedad del vapor a la salida de la turbina: Si hay demasiadas gotas de agua en el vapor, se degradarán los álabes de la turbina rápidamente. Esta limitación es bastante severa, y obliga a introducir un recalentamiento del vapor antes de terminar su expansión en la turbina (ciclo Rankine recalentado) para poder trabajar con presiones elevadas.

Las temperaturas de entrada en turbina están limitadas por la resistencia estructural de los materiales con los que se construyen los componentes del ciclo, especialmente el generador de vapor por ser un elemento con una longitud de tuberías muy elevada, aumentando mucho su precio al aumentar la temperatura de vapor vivo nominal. Por lo que se suele limitar esta temperatura en valores del orden de 550 °C.

La temperatura de condensación está limitada por la temperatura de la masa de agua o el aire que empleemos para refrigerar el ciclo, encontrándonos en el rango de 30 °C al refrigerar con agua fría hasta 60 °C al refrigerar con aire. De aquí la gran importancia que adquiere la disponibilidad de una masa de agua fría en las cercanías del emplazamiento de una central termoeléctrica implementando este ciclo.

Existen dos modificaciones principales al ciclo de Rankine básico. Una de ellas ya la hemos comentado, el recalentamiento del vapor antes de terminar su expansión en la turbina. El motivo fundamental de esta modificación es poder emplear mayores presiones de entrada en turbina, pero para valores elevados de dicha presión también contribuye a aumentar el rendimiento del ciclo. La otra modificación es el precalentamiento regenerativo, que consiste en hacer extracciones de vapor desde la turbina y emplearlas para precalentar el agua antes de entrar en el generador, lo cual tiene el efecto directo de aumentar el rendimiento del ciclo de potencia por incrementar la temperatura media a la cual introducimos la energía térmica en el mismo. Sin embargo, en algunas tecnologías de generador térmico, el aumento de la temperatura de entrada del agua al generador supone una reducción del rendimiento de las mismas, que sólo será admisible siempre y cuando quede suficientemente compensado por el incremento del rendimiento del ciclo de potencia. En el caso de las centrales térmicas convencionales alimentadas por combustible fósil el precalentamiento regenerativo siempre es beneficioso, motivo por el cual se encuentran de 6 a 7 extracciones en dichas centrales. Sin embargo, en las centrales termosolares el precalentamiento regenerativo reduce el rendimiento de los colectores solares, pues se ve aumentada la temperatura de salida del aceite del generador y con ella, según la disposición de la planta y el modo de operación en la que se encuentre, la temperatura de entrada al campo, por lo que no queda justificada una cantidad tan grande de extracciones. En la figura 2.2.8. se muestra un esquema básico de la evolución del agua en un ciclo Rankine regenerativo con dos extracciones de vapor de la turbina.

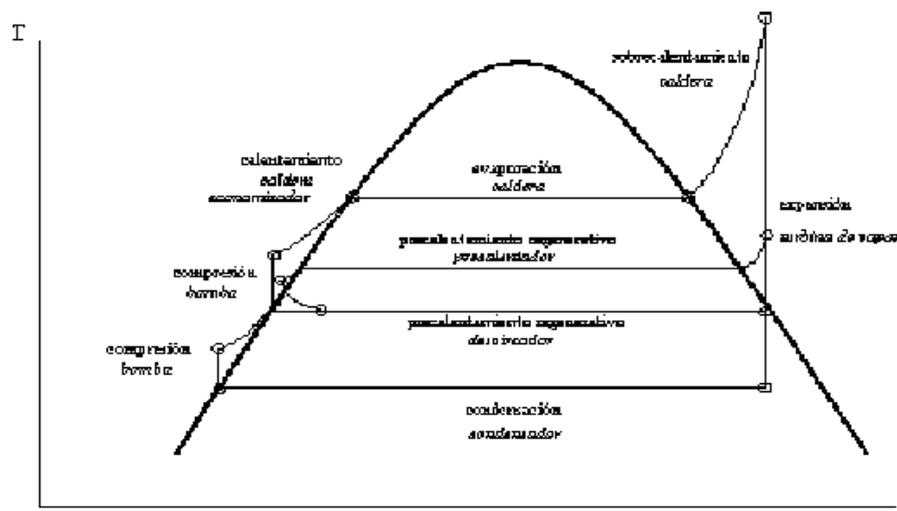


Figura 2.2.8: Diagrama T-s de un ciclo Rankine regenerativo

2.3. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN CENTRALES TERMOSOLARES

Hoy en día los sistemas de almacenamiento de energía para centrales termosolares gozan de una gran importancia, ya que su uso aumenta el número de horas de producción de energía eléctrica de las centrales, además de permitir una leve independencia de las condiciones meteorológicas, que es la principal desventaja de esta forma de energía.



Figura 2.3.1: Sistema de almacenamiento de Andasol.

La rápida implementación de estos sistemas se debe en gran medida a la rentabilidad económica que produce la venta de la energía eléctrica producida, pero es necesario realizar un estudio económico que ponga de manifiesto la utilidad y los beneficios que el sistema de almacenamiento puede aportar.



Figura 2.3.2: Construcción del sistema de almacenamiento de Andasol.

Una vez comprendido el funcionamiento de las centrales termosolares de producción de energía eléctrica mediante cilindros parabólicos, se procederá a la explicación de los sistemas de almacenamiento, centrándonos principalmente en su funcionamiento, características y tipos.

LA NECESIDAD DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La implantación de un sistema de almacenamiento de energía (TES) permite reducir los costes de producción de energía eléctrica a partir de la energía solar captada por la instalación, además de que mejora la disponibilidad de las centrales eléctricas solares. Tal y como se expone en la introducción nos permite mantener la central en producción cuando el día está nublado, así como con niebla, y elevar el número de horas de utilización al año, permitiendo un aumento de las ventas de energía eléctrica, es decir, un aumento de los beneficios de explotación de la central. Este último aspecto es quizás el más importante de todos.

FUNCIONES DEL ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento de energía para centrales termosolares, no es solamente un depósito de energía, sino que debe cumplir una serie de tareas o requisitos que agilizan el funcionamiento de la central y mejoran su rendimiento. A continuación se enumeran dichas tareas:

- Sistema de regulación durante condiciones atmosféricas transitorias.
- Tiempo del cambio de posición: Desenganche entre el suministro solar y la producción de energía.
- Incremento anual del factor de capacidad anual de la central (más de 4000 horas de operación al año)
- Distribución homogénea de la producción de la electricidad.
- Realización de la operación completa de carga del ciclo de vapor a alta eficiencia.

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA Y CRITERIO DE DISEÑO

Dos de los principales factores que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar e implementar un sistema de almacenamiento de energía son los requerimientos técnicos del mismo y el criterio de diseño que se va a adoptar.

El sistema de almacenamiento de energía debe cumplir una serie de requerimientos técnicos para satisfacer las necesidades de la planta. De la imposición de estos requerimientos depende principalmente la eficiencia en el funcionamiento del mismo. A continuación se enumeran los de mayor importancia:

- Alta densidad de energía (por unidad de masa o por unidad de volumen) en el material de almacenamiento.
- Buena transferencia de calor entre el fluido calorífico (*heat termal transfer (HTF)*) y el medio de almacenamiento.
- Estabilidad mecánica y química del medio de almacenamiento.
- Compatibilidad química entre el fluido calorífico (HTF), el intercambiador de calor y/o el medio de almacenamiento.
- Reversibilidad completa para un gran número de ciclos de carga/descarga.
- Pérdidas de calor bajas.
- Facilidad de control.

Para el correcto diseño del sistema de almacenamiento se debe seleccionar un criterio de diseño, la elección de los costes como criterio de diseño es debida a la naturaleza intrínseca de la ingeniería donde se deben optimizar todos los recursos, y el dinero es el más importante de todos ellos. Los principales costes aplicables a la instalación del sistema de almacenamiento de energía son:

- El coste de los depósitos de almacenamiento.
- El coste del material de almacenamiento.

- El coste del intercambiador de calor para carga y descarga del sistema.
- El costo del espacio y cercado del TES.

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Se va a realizar una clasificación de los tipos de sistemas de almacenamiento en tres posibles grupos de mecanismos para el almacenamiento de energía, que son:

- Almacenamiento de calor sensible.
- Almacenamiento de calor latente.
- Almacenamiento químico.

A su vez podemos realizar varias subdivisiones de cada uno de estos grupos. Los sistemas más utilizados para almacenamiento energía son los basados en el almacenamiento de calor sensible, por eso este proyecto se va a centrar en el estudio de estos sistemas y en el modelado de uno de ellos. En los sistemas de almacenamiento de calor sensible podemos encontrar dos formas de almacenar energía. Estas son:

- Almacenamiento mediante materiales sólidos.
- Almacenamiento mediante materiales líquidos: entre los que se encuentran aceites minerales y sales fundidas.

Los sistemas de almacenamiento de calor latente (cambio de fase) y químicos son sistemas menos estudiados de los de almacenamiento de energía sensible, y por tanto su implantación en una central es menos común.

Aquí nos centraremos en el tipo de almacenamiento específico empleado en nuestro proyecto, siendo por calor sensible con dos tanques de sales fundidas.

SALES FUNDIDAS

El sistema de almacenamiento de energía mediante sales fundidas consiste en la construcción de uno o varios depósitos que contienen dichas sales a dos temperaturas diferentes, conocidos como depósito caliente y depósito frío, pudiéndose realizar dos operaciones (carga y descarga del sistema). Cuando el día es despejado la radiación solar directa llega al colector permitiendo el aporte de energía desde el campo solar a la turbina. Si esta está trabajando al máximo de su potencia y aun así el campo de colectores es capaz de aportar más energía ésta es almacenada en el tanque que contiene a las sales a mayor temperatura (carga). El intercambio de energía entre las sales y el aceite térmico se produce a través de un intercambiador/res de calor. En el tanque quedan las sales almacenadas hasta que la energía aportada por el campo de colectores sea menor, y entonces podremos recuperar la energía del almacenamiento y aportarla a la turbina aumentando la producción de energía eléctrica (descarga). Las sales son almacenadas en el tanque de menor temperatura o en la zona de menor temperatura, para posterior uso.

Para diseñar este sistema se pueden tomar varios criterios, llevando a varias soluciones igualmente válidas, por eso a continuación se estudian los diferentes tipos de sistemas de almacenamiento con sales fundidas.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE DOS TANQUES DE SALES FUNDIDAS

El desarrollo de un sistema de almacenamiento de energía (TES) es un gran adelanto para centrales eléctricas de energía solar. El sistema TES de dos tanques en configuraciones indirecta, que ha sido propuesto por Nexant y SunLab está siendo implementado en AndaSol, una planta de 50 MWe actualmente bajo desarrollo en España. El proyecto permitirá entre 6 y 12 horas de TES a merced de la optimización económica. En los Estados Unidos, Duke Solar está considerando seriamente esta opción dónde son favorables las condiciones operacionales y económicas. La optimización económica depende del costo y la función del sistema TES. El costo y la función del sistema indirecto TES no son independientes porque el tamaño del intercambiador de calor afecta al tamaño del sistema de almacenamiento y a la función de la turbina.

La disponibilidad de un sistema de almacenamiento barato y eficiente térmicamente es uno de los atributos de las tecnologías solares de gran escala. El sistema de almacenamiento de energía TES permite distribuir la energía eléctrica cuando es más necesaria, y permite a proyectos de cilindros parabólicos lograr factores de capacidad superiores al 50 por ciento.

FUNCIONAMIENTO

El sistema de almacenamiento se construirá en configuración indirecta lo que requiere dos circuitos de fluidos transportadores de calor, uno que capte la radiación en el campo solar y la transfiera al grupo de generación de energía eléctrica, y otro fluido que transfiera la energía captada a través del sistema de almacenamiento. Estos dos fluidos interactúan en el intercambiador de sales y aceite que liga el sistema de almacenamiento a la central.

El sistema indirecto consta de dos tanques, un tanque caliente y un tanque frío. El tanque frío contiene el fluido de baja temperatura después del bloque de generación, que es a su vez la zona de alimentación al campo solar. Tras ser captada, la energía solar puede ser enviada a dos sitios, a la zona de generación donde es utilizada para la producción de energía eléctrica, o a la zona de almacenamiento, donde es almacenada en el depósito caliente para un posterior uso.

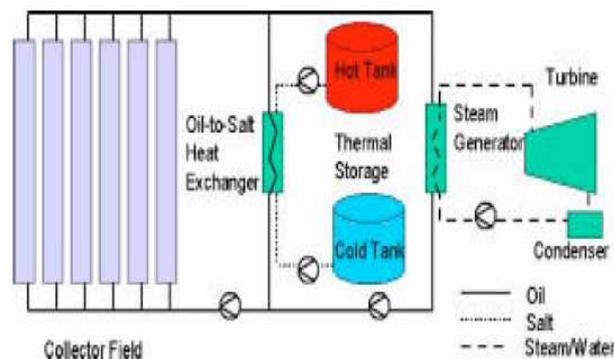


Figura 2.3.3: Configuración del sistema de almacenamiento de energía con dos tanques de sales.

3. EL PROGRAMA EOS

3.1 EOS: TOMA DE DATOS

Para la realización de las simulaciones sobre las que se ha hecho el estudio, se ha utilizado la versión de EOS_0.8_SP, que presenta algunas novedades respecto a versiones anteriores de la herramienta.

Como novedad principal los datos se van requiriendo en diferentes pantallas, dependiendo de a lo que se refieran las características solicitadas.

La primera de estas pantallas es la correspondiente a las características de los colectores y de las tuberías, estas características hacen referencia tanto a los parámetros constructivos como a los materiales de estos elementos (*Figura 3.1.1*).

PARAMETROS CONSTRUCTIVOS		MATERIALES	
Rendimiento óptico pico (tanto por uno)	0.78	0.0457	Rugosidad absoluta acero (mm)
Factor de ensuciamiento (tanto por uno)	0.90	60.5	Conductividad acero (W/m*K)
Número de módulos por CCP	12	0.8	Espesor aluminio (mm)
Longitud del módulo (m)	12.27	163	Conductividad aluminio (W/m*K)
Apertura del CCP (m ² /m)	5.76	0.13	Emisividad aluminio
Diámetro interior del absorbedor (m)	0.064	50	Máxima temperatura aluminio (°C)
Diámetro exterior del absorbedor (m)	0.07	0.08	Conductividad aislamiento (W/m*K)
Codos de 90°	48		
Valvulas de cierre	2		
Valvulas de drenaje	3		
Valvulas de control	1		

Siguiete

Figura 3.1.1: EOS Características de CCPs y tuberías

La siguiente de estas pantallas es la referente a la configuración del campo solar (*Figura 3.1.2*). Respecto a versiones anteriores en las que lo que se requería era el área aproximada del campo solar y el programa calculaba la distribución de los lazos, en esta nueva versión, directamente se pide la forma en la que se distribuyen los lazos en el campo solar, teniendo por tanto que introducir el número de lazos que hay en cada uno de los cuatro subcampos. Además de la distribución, se permite variar otros datos como son las agrupaciones, longitudes principales y las longitudes en los lazos.



Figura 3.1.2: EOS Configuración del campo solar

Una vez introducidos los parámetros de la configuración del campo solar, en la siguiente pantalla se requieren los referentes a la operación del campo solar y del sistema de almacenamiento (Figura 3.1.3).

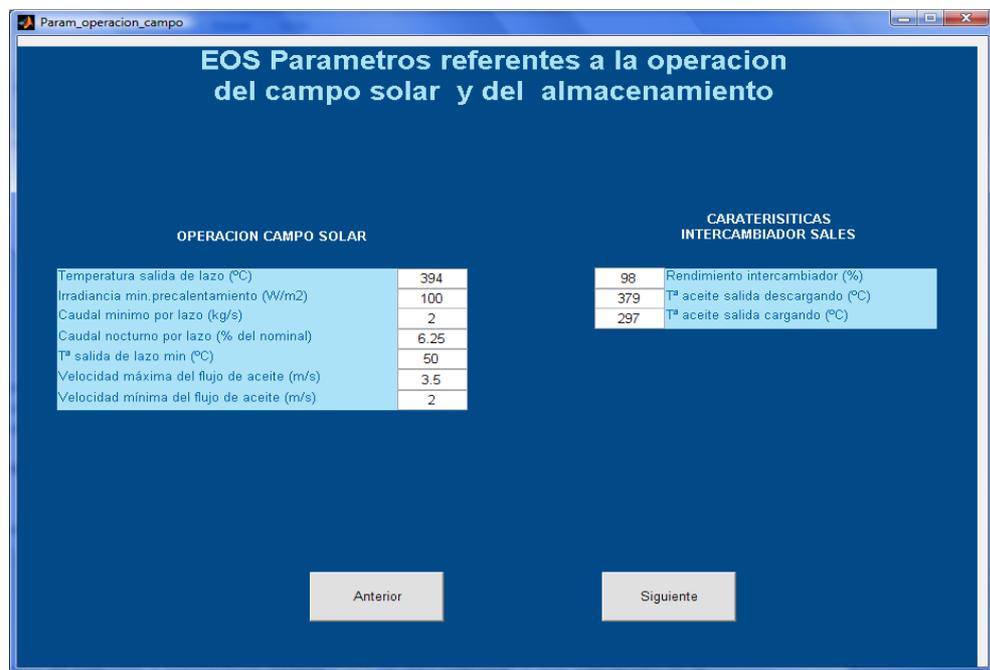


Figura 3.1.3: EOS Parámetros referentes a la operación del campo solar y del almacenamiento

Entre los datos de operación del campo solar cabe destacar:

- Temperatura nominal del aceite en la salida de lazos.
- Irradiancia mínima técnica.
- Caudal mínimo por lazo.
- Temperatura mínima que se debe dar en el aceite a la salida de lazos.

En la siguiente de estas pantallas (*Figura 3.1.4*) se solicitan las características de almacenamiento, aislante, temperaturas y dimensionamiento de los tanques, así como la capacidad de almacenamiento en horas.

Características de Diseño		Características Generales	
Selección Aislante:	Poliestireno Expandido	Tª del Deposito Caliente(°C):	388
Espesor del Aislante (m):	0.15	Tª del Deposito Frio(°C):	278
Espesor del Acero (m):	0.008	Altura máxima de los tanques:	14
		Relacion Radio / Altura de depositos:	0

escribir un cero, EOS calculara el tanque de menor area

Capacidad del almacenamiento (h) 6

Anterior Siguiente

Figura 3.1.4: EOS Características de almacenamiento

A continuación, en la pantalla siguiente (*Figura 3.1.5*), se piden los parámetros referentes a la operación de la planta, entre los que se encuentran:

- Tipo de ciclo
- Potencia de la turbina (50 MW)
- Caudal mínimo a generador: caudal de aceite mínimo necesario para que la turbina trabaje a mínimo técnico.
- Rendimiento del generador
- Rendimiento de la caldera

Y otros datos sobre la estrategia de operación:

- Horas nominales diarias mínimas para arrancar la planta, dato que determinará si un día es o no operable
- Máximo nivel de llenado permitido en días operables.
- Días sin operar la planta por mantenimiento, se suele estimar en 10 días
- Días sin operar por imprevistos
- Velocidad del viento de desenfoque de los colectores

PARAMETROS Y RENDIMIENTOS		ESTRATEGIAS DE OPERACION	
Tipo de Ciclo	Grupo_mo...	Horas nominales diarias mínimas requeridas para arrancar la planta (h) (dias operables)	2
Potencia Turbina (MW)	50	Maximo nivel de llenado permitido en dias no operables (%)	75
Caudal minimo a generador (% nom)	20.6605	Tiempo maximo operando la turbina a minimo tecnico de continuo (min)	60
Caudal aceite a recalentador (% nom)	10.84	Dias sin operar la planta por mantenimiento planificado	10
Rendimiento generador (%)	97	Dias sin operar la planta por imprevistos	4
Rendimiento caldera (%)	91	Velocidad del viento de desenfoque de los colectores (km/h)	36
Potencia nominal caldera (MW)	50		

Figura 3.1.5: EOS Parámetros referentes a la operación de la planta

En la siguiente pantalla se piden datos sobre el emplazamiento, el período de análisis y el punto de diseño (Figura 3.1.6).

Localidad:

- Archivo de radiación: Como novedad el archivo de radiación se introduce en esta pantalla mediante una lista desplegable.
- Latitud.
- Longitud.
- Longitud del meridiano central del huso horario.

Punto de diseño:

- Irradiancia de diseño.
- Temperatura ambiente de diseño.
- Día de diseño, normalmente se coge como tal el día 21 de junio.

Período de análisis:

La herramienta permite evaluar el comportamiento de la planta en períodos variables desde un solo día hasta el año completo:

- Día inicial: Primer día que se analiza.
- Día final: Último día que se simula.
- Paso: Tiempo del paso de la discretización. Este valor debe ser coherente con el archivo de radiación y temperatura ambiente que se está utilizando y que está escrito en el código.

Orientación del campo solar:

Se elige entre orientación N/S y E/O.

Al presionar el botón *Introducir* la herramienta calcula:

- La Temperatura entrada a lazo
- Caudal nominal por lazo
- Rendimiento nominal del campo

The screenshot shows a software window titled "condiciones_diseno" with the main heading "Emplazamiento, periodo de analisis y punto de diseño". It contains several input sections:

- LOCALIDAD:** Includes a dropdown for "Archivo de radiacion", and text boxes for "Latitud (°)", "Longitud (°)", and "Long. mc (°)" with a value of 0.
- PERIODO ANALISIS:** Includes text boxes for "Dia inicial", "Dia final", and "Paso (min)" with a value of 10.
- PUNTO DE DISEÑO:** Includes a text box for "DNI (W/m2)" with a value of 850, a text box for "Tª ambiente" with a value of 25, a dropdown for "Mes" set to "Enero", a dropdown for "Dia" set to "1", and a text box for "Hera" with a value of "12".
- ORIENTACION CAMPO SOLAR:** Includes two radio buttons labeled "N/S" and "E/O".

At the bottom, there is a red "Introducir" button, a section with three input fields for "Temperatura entrada a lazo (°C)", "Caudal nominal por lazo (kg/s)", and "Rendimiento nominal campo (%)", and two grey buttons labeled "Anterior" and "Siguiente".

Figura 3.1.6: Emplazamiento, período de análisis y punto de diseño

Una vez se pulsa el botón *Siguiente*, el programa nos ofrece, en la siguiente pantalla (Figura 3.1.7), la posibilidad de realizar un estudio de sensibilidad. Éste puede ser bien para diferentes configuraciones de los lazos, bien para diferentes capacidades de almacenamiento.

The screenshot shows a software window titled "question_analisis" with the heading "EOS". The main text asks: "¿Desea realizar analisis de sensibilidad del tamaño del campo o del tamaño del sistema de almacenamiento?". Below the text are two grey buttons labeled "Si" and "No".

Figura 3.1.7. Opciones análisis sensibilidad

La primera de las opciones, el análisis de sensibilidad según el número de lazos, permite introducir hasta cinco configuraciones diferentes como se muestra en la pantalla de la *Figura 3.1.8*.



Figura 3.1.8. Análisis de sensibilidad: Número de lazos

La segunda opción, la de realizar un análisis de sensibilidad según la capacidad del sistema de almacenamiento, requiere que se introduzcan las diferentes capacidades todas en horas como aparece en la *Figura 3.1.9*.

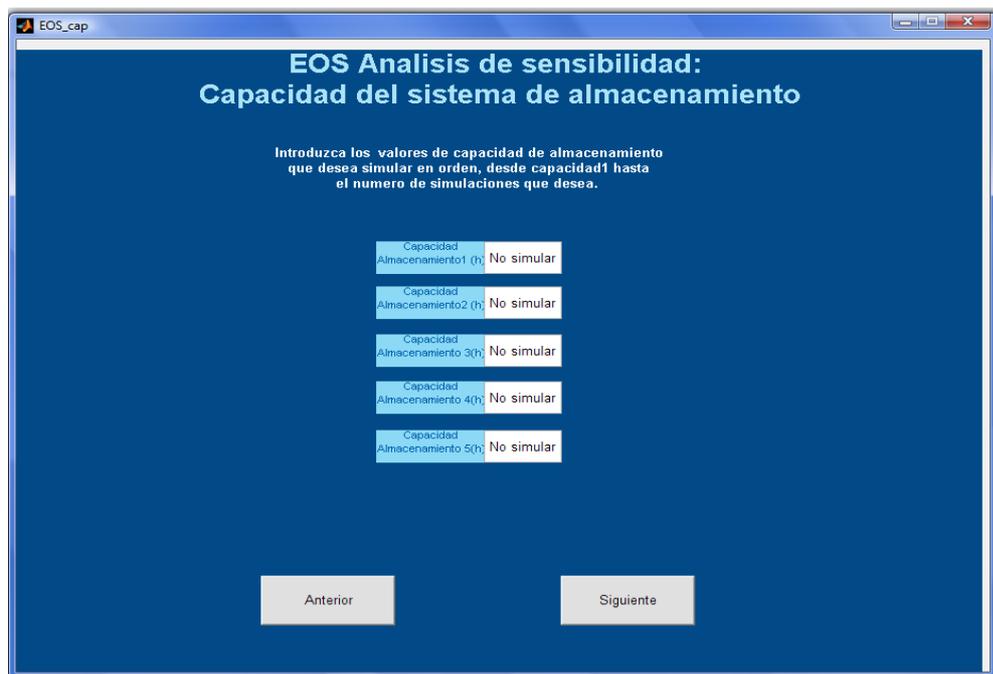


Figura 3.1.9: Análisis de sensibilidad: Capacidad del sistema de almacenamiento

La siguiente pantalla del programa sirve para proceder al cálculo del rendimiento óptico, pulsando el botón *Siguiente* el programa procederá a su cálculo. Si éste se ha hecho con anterioridad se puede obviar su cálculo dándole al botón *Saltar Cálculo*. (Figura 3.1.10)



Figura 3.1.10: Análisis de sensibilidad: Capacidad del sistema de almacenamiento

Una vez calculado el rendimiento óptico ya se está en disposición de proceder con la simulación, no obstante antes de comenzar ésta, el programa ofrece la opción de crear gráficos de las longitudes y diámetros de las tuberías y sus espesores de aislamiento de los subcampos del campo solar, en la pantalla que aparece en la Figura 3.1.11.

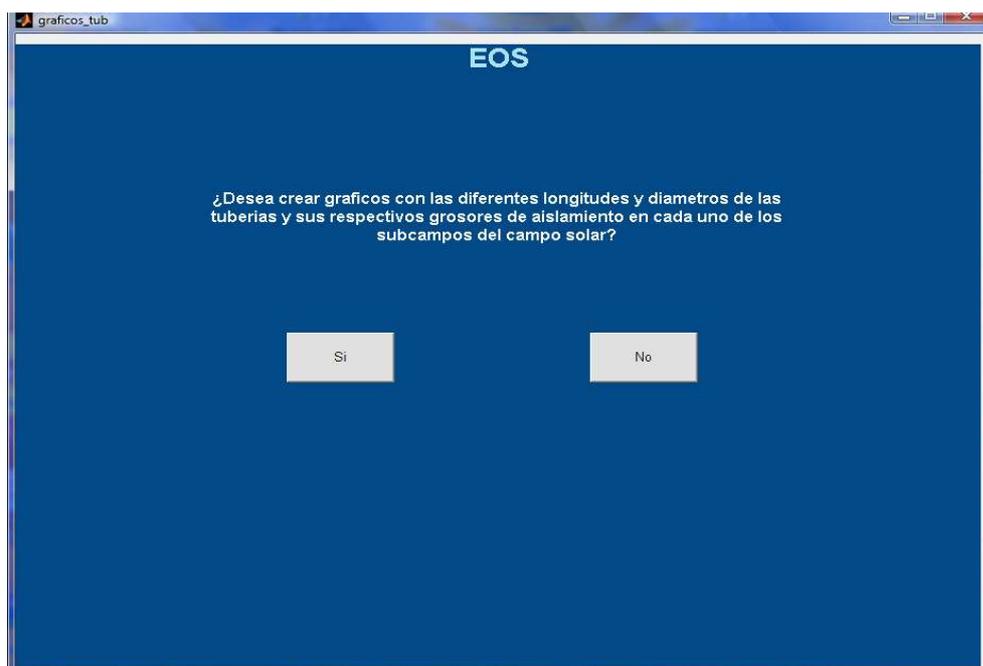


Figura 3.1.1. Gráficos de tuberías y aislamientos

En la *Figura 3.1.12* se muestra la última de estas pantallas, en la que, si no se va a realizar ningún estudio de sensibilidad, habrá que presionar el botón *Parámetros de tamaño del campo y caudales nominales*, y una vez calculados éstos por la herramienta se podrá presionar el botón *Simular*. Pero si por el contrario se va a realizar algún tipo de análisis de sensibilidad será suficiente con presionar directamente *Simular* sin necesidad del cálculo previo de los parámetros del campo.

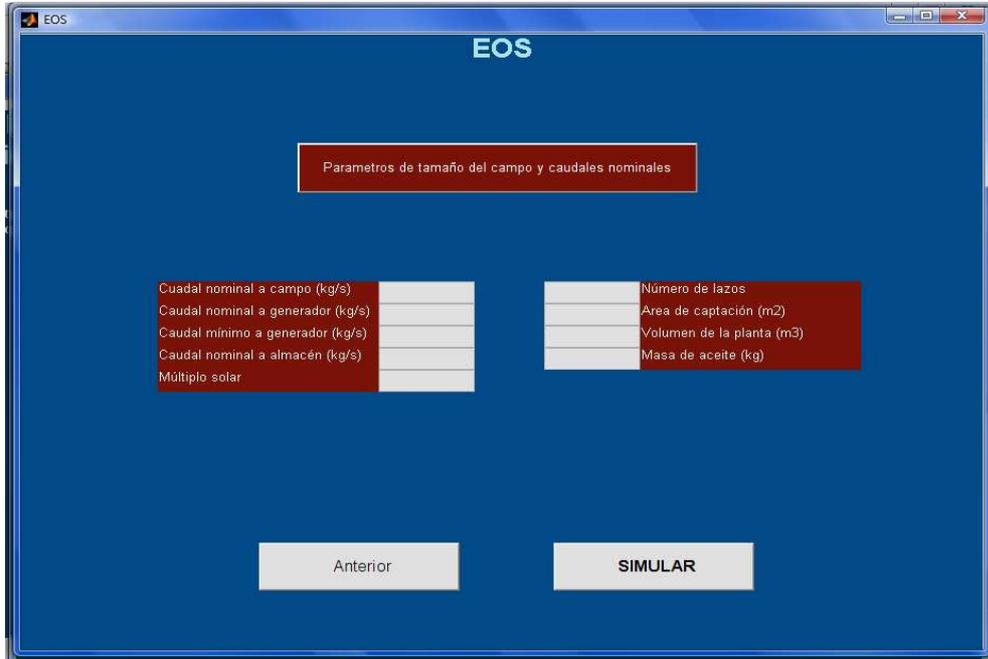


Figura 3.1.12. Simulación

3.2 EOS: PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Una vez se ha simulado el período deseado, los resultados principales son mostrados al usuario por pantalla mediante una interfaz, reproducida en la *Figura 3.3.1*:

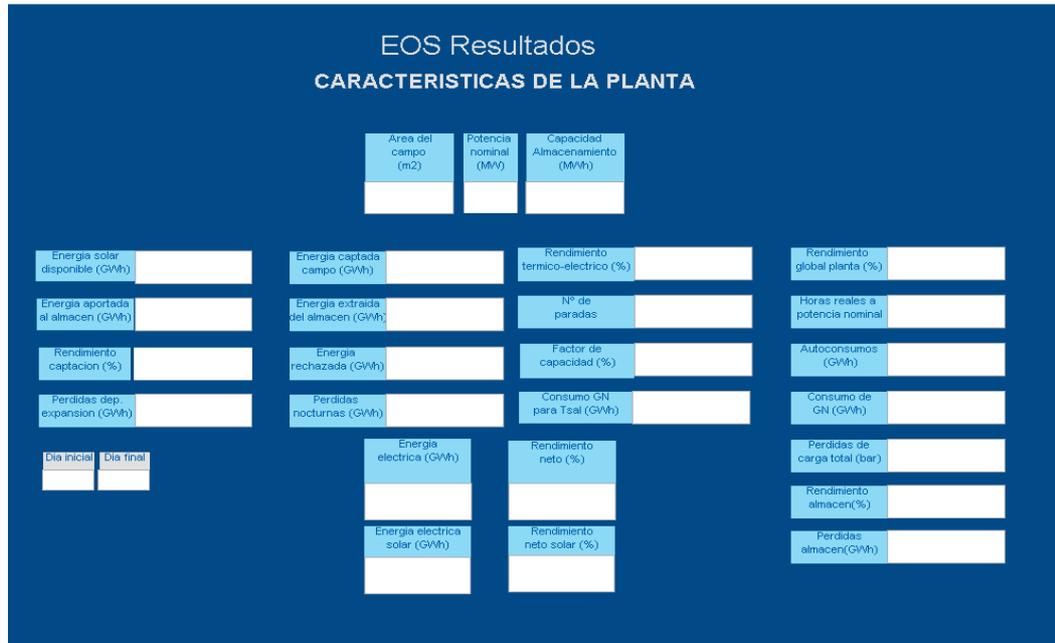


Figura 3.3.1: Interfaz de resultados

Esta pantalla muestra:

- *Características principales de la planta simulada:* Área de captación, potencia nominal y capacidad del sistema de almacenamiento.
- *Período de análisis.*
- *Energía solar de la que ha dispuesto la planta.*
- *Energía captada por el aceite al recorrer el campo cuando la radiación disponible ha sido mayor de la mínima técnica.*
- *Energía aportada al almacenamiento.*
- *Energía extraída del almacenamiento.*
- *Energía rechazada por la planta por estar el almacenamiento saturado.*
- *Pérdidas térmicas del depósito de expansión.*
- *Número de paradas de la turbina.*
- *Factor de capacidad,* definido como el número de horas equivalentes de producción a potencia nominal entre las horas del período definido.

- *Energía empleada en el autoconsumo* de la propia planta.
- *Consumo de combustible para el mantenimiento de la temperatura mínima* en la salida del aceite de los lazos.
- *Rendimiento de la captación.*
- *Rendimiento térmico-eléctrico*, cociente entre la producción eléctrica solar total y la energía captada por el campo solar.
- *Rendimiento global de la planta*, donde no se tienen en cuenta el autoconsumo de la misma.
- *Rendimiento neto solar*, donde se considera el autoconsumo pero no el posible consumo de combustible más allá del mantenimiento de la temperatura mínima del aceite a la salida del campo solar.
- *Rendimiento neto*, cociente entre la producción eléctrica, consumiendo la máxima cantidad de combustible posible para el cumplimiento del Real Decreto, y toda la energía solar disponible más el consumo de combustible, habiendo restado en el numerador los autoconsumos, pero no el consumo de combustible para el mantenimiento de la temperatura de salida del aceite superior a la mínima.
- *Producción eléctrica solar neta.*
- *Producción eléctrica neta.*

4. METODOLOGÍA

4.1. RECOPIACIÓN Y ELABORACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Como se comentó en el *Objetivo*, para la ejecución del estudio paramétrico, se necesita en primer lugar, contar con una serie representativa de simulaciones realizadas con la herramienta. A tal efecto, en primer lugar se recopilaban los resultados de todas las simulaciones anteriormente realizadas para el estudio de plantas reales. Con estos resultados se creó una base de datos en la que figuran los siguientes campos:

- Nombre de la simulación: normalmente en él se reflejan la ubicación y el año tipo utilizado, así como también, a veces, el tamaño de almacenamiento.
- Potencia nominal (MW): potencia nominal del ciclo con el que se ha realizado la simulación.
- Rendimiento del ciclo nominal: depende de la versión de EOS que se haya utilizado
- Latitud (°): de la ubicación de la planta.
- Longitud (°): de la ubicación de la planta.
- Área o Superficie de captación (m²)
- Tamaño de almacenamiento (horas)
- Energía almacenada (MWh): ésta se calcula de forma automática como función de la potencia nominal del ciclo, de su rendimiento nominal y del tamaño de almacenamiento en horas.
- Irradiación (kWh/m²): correspondiente al año tipo con el que se ha realizado la simulación. Se obtiene al dividir la energía procedente del sol entre la superficie de captación.

Los siguientes campos hacen referencia a los resultados obtenidos de la simulación:

- Energía procedente del sol (GWh): Energía solar total incidente sobre el área de apertura.
- Energía total (GWh): Energía térmica absorbida por el fluido calorífico (*HEAT THERMAL TRANSFER (HTF)*) en el campo solar. Representa la energía térmica efectivamente generada por el campo con la estrategia de operación seguida. No incluye la energía rechazada.
- Energía rechazada (GWh): Energía que se deja de producir debido a la necesidad de desenfocar cuando el almacenamiento está lleno y hay exceso de energía para la turbina.
- Energía eléctrica del sol (GWh): Energía bruta debida exclusivamente al recurso solar.
- Energía de autoconsumos (GWh): Autoconsumos totales, en los que se incluyen los del circuito de *HTF*, los del almacenamiento de sales y los correspondientes al ciclo de potencia.
- Energía eléctrica bruta (GWh): Electricidad bruta producida.
- Energía eléctrica neta (GWh): Electricidad neta producida, obtenida de restar a la electricidad bruta producida los autoconsumos.
- Energía suministrada por el Gas Natural (GWh): consumo de combustible fósil.
- Factor de capacidad (%)
- Horas equivalentes
- Rendimiento medio de captación (%)
- Rendimiento neto (%)

Por último se incluyen datos referentes a la simulación propiamente dicha, como son:

- La versión de EOS con que se ha realizado la simulación.
- La fecha de realización de la simulación.
- El nombre del archivo del año tipo utilizado en la simulación
- El tipo de año tipo, con esto se hace referencia a si este año tipo se ha generado a partir de valores horarios, diezminutales o cincominutales.
- Y por último un campo reservado para notas

4.2. ESTUDIO DE DATOS INICIALES

Una vez recopilados y registrados todos los datos referentes a las simulaciones realizadas por el grupo de trabajo, se plantea la disyuntiva de si los datos son lo suficientemente representativos como para poder obtenerse un análisis estadístico fiel, y si no lo son, cómo se deben de enfocar las simulaciones a realizar. Con el citado objetivo se realizan unas representaciones iniciales en EXCEL de un conjunto de simulaciones que se presume, pueden mostrar de forma aclaratoria cómo se va a comportar el valor de la energía eléctrica neta en función de los diferentes parámetros.

Para dichas representaciones, se utilizarán los datos de las simulaciones de *Fotowatio_Arenales*. Se dispone de tres años de diferente irradiación, con valores aproximados de 1800, 2000 y 2200 kWh/m²; y para cada uno de estos valores existen simulaciones realizadas para tres valores de almacenamiento diferentes, 0 ,4 y 8 horas; y para cada uno de estos almacenamientos se cuenta con simulaciones en un rango determinado de áreas que dependerá del valor que la capacidad de almacenamiento tenga en cada una de las simulaciones.

En primer lugar se representa la energía en función del área del campo solar para diferentes capacidades de almacenamiento para cada uno de los datos de irradiación de los que se dispone. Estas representaciones se pueden observar en las *Figuras 5.2.1. a, b y c*, en las que se representan para irradiaciones de 1800,2000 y 2200 kWh/m² respectivamente.

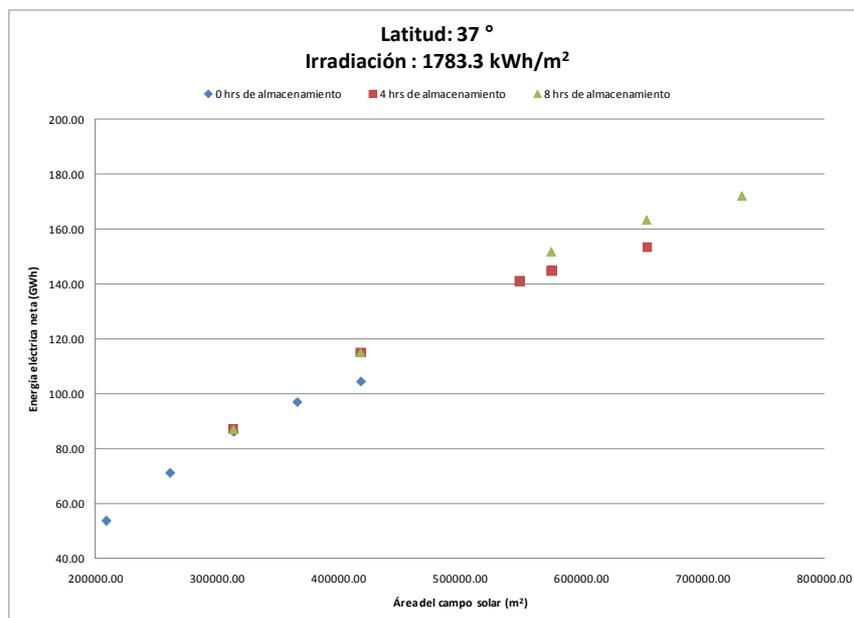


Figura 5.2.1.a. Energía eléctrica en función del área, diferentes almacenamientos. Irradiación: 1783 kWh/m²

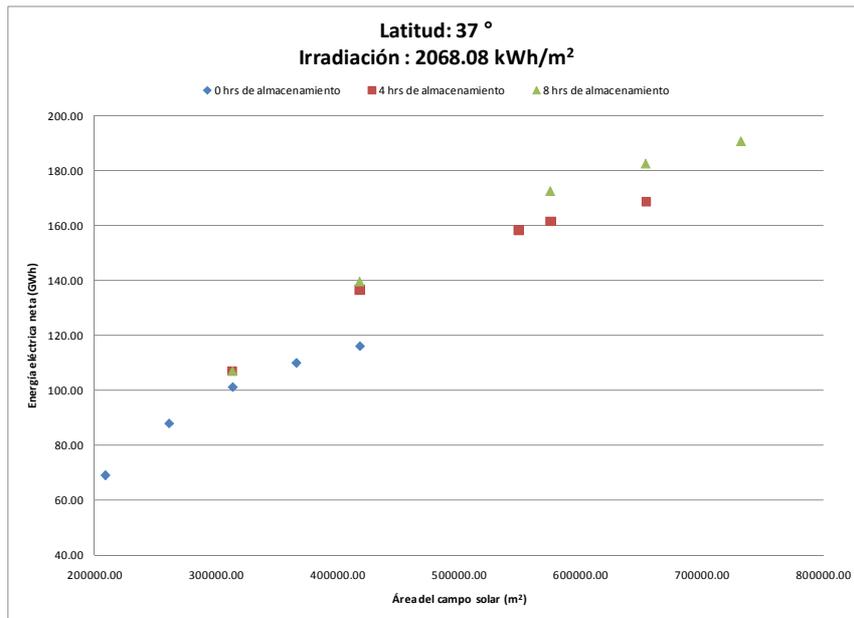


Figura 5.2.1.b. Energía eléctrica en función del área, diferentes almacenamientos. Irradiación: 2068.8 kWh/m²

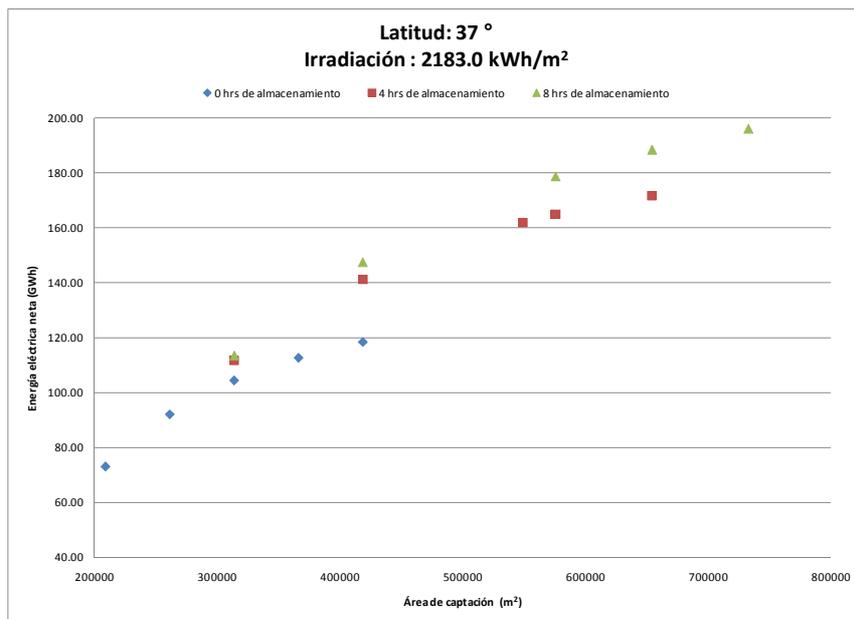


Figura 5.2.1.c. Energía eléctrica en función del área, diferentes almacenamientos. Irradiación: 2183.0 kWh/m²

Como cabía esperar y queda reflejado en las gráficas, al aumentar la Irradiación, el rango en el que se va a mover la producción de electricidad, aumenta sustancialmente.

En el siguiente grupo de gráficas, Figuras 5.2.2.a, b y c, se representan para 0, 4 y 8 horas de almacenamiento respectivamente, la producción neta de energía pero en este caso en función de la irradiación para diferentes valores del área del campo solar.

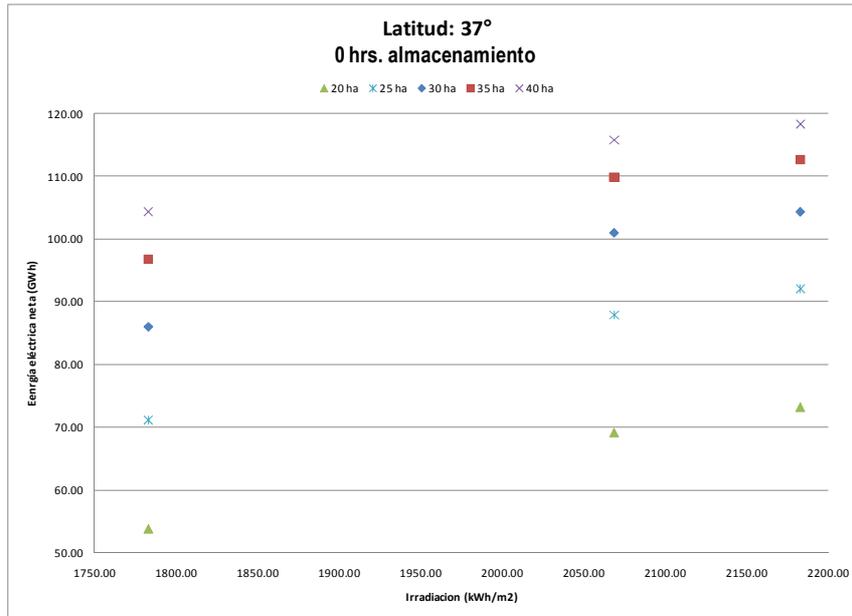


Figura 5.2.2.a. Energía eléctrica en función de la Irradiación, diferentes superficies del campo solar. Almacenamiento: 0 horas

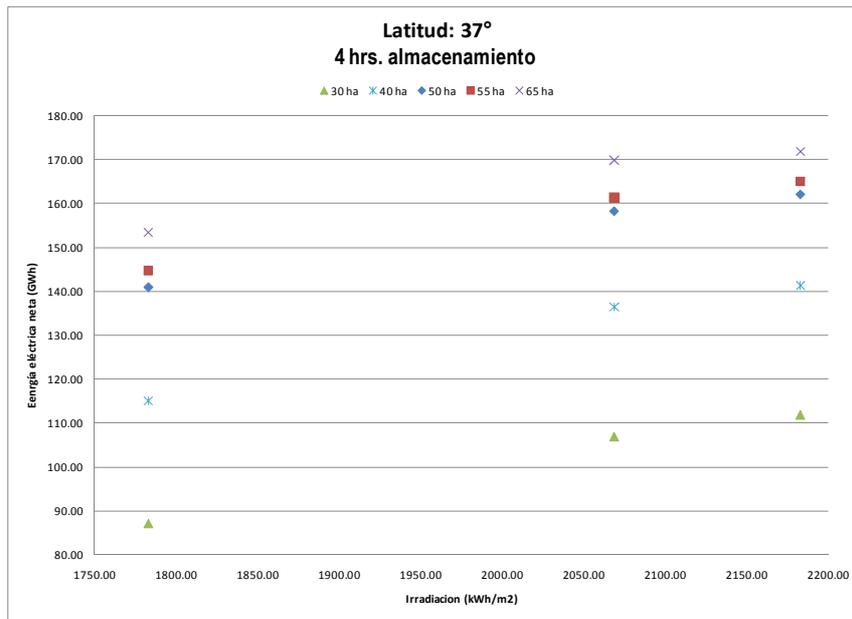


Figura 5.2.2.b. Energía eléctrica en función de la Irradiación, diferentes superficies del campo solar. Almacenamiento: 4 horas

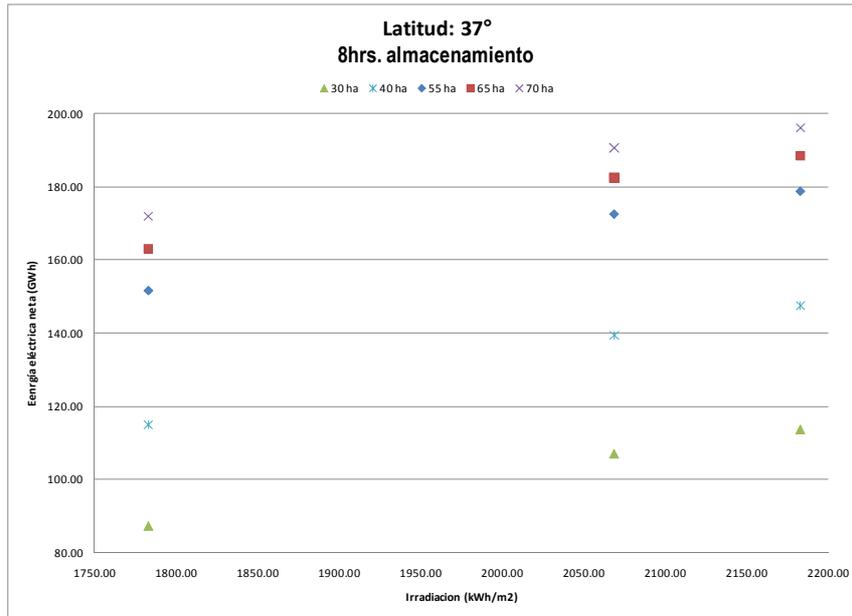


Figura 5.2.2.c. Energía eléctrica en función de la Irradiación, diferentes superficies del campo solar. Almacenamiento: 8 horas

Se puede observar otra vez, que conforme el valor de la superficie del campo solar es mayor, la producción también aumenta. De la misma forma ocurre con la irradiación, cuanto mayor es ésta mayor es la energía que se obtiene para un mismo valor del área.

4.3. ESTRATEGIA DE SIMULACIÓN

Observando las representaciones anteriores, se llega a la conclusión de que para tener unos resultados de simulaciones que sean lo más representativas posibles, interesaría disponer al menos de 3 años con diferentes valores de irradiación, y para cada uno de estos años una serie de valores para el sistema de almacenamiento para cada uno de los cuales se realizarían simulaciones para diferentes valores de la superficie del campo solar.

Con objeto de ampliar este estudio para ver la influencia que sobre la producción neta de energía tiene la latitud, se realizará este estudio para tres latitudes diferentes, representativas de la franja norte, central y sur del país.

Al principio se plantea rellenar la base de datos con las simulaciones de las que se dispone. De este modo se ahorraría el realizar un gran número de simulaciones. Pero este método tiene varios inconvenientes.

En primer lugar, las simulaciones realizadas con anterioridad se han realizado con diferentes versiones de EOS, ya que la programación de la herramienta ha ido evolucionando y mejorando con el tiempo.

Otro problema que presenta este método, es que tanto los valores de la Irradiación como los de almacenamiento y superficie, aunque parecidos no son del todo exactos, y aunque a priori pueden parecer diferencias despreciables, para la producción a lo largo de un año sí que suponen diferencias significativas.

Es por esto, que para el estudio paramétrico que se realiza en este trabajo, no se contó con los resultados de simulaciones anteriores, sino que se han realizado con la misma versión de la herramienta todas las simulaciones con las que se va a trabajar.

El primer inconveniente que presentaba el método de rellenar la base de datos tiene fácil solución, no es más que utilizar la misma herramienta para realizar todas las simulaciones.

En segundo lugar, se establecen los mismos valores de almacenamiento, superficie e irradiación para los tres valores de latitud que se van a simular. Simular con los mismos valores de superficie y almacenamiento no presenta ningún inconveniente, no pasa así con los diferentes datos de irradiación.

Para la realización de las simulaciones, se han generado nueve años sintéticos mediante el programa METEONORM[12] con valores de irradiación anuales de 1800, 2000 y 2200 kWh/m² para cada una de las tres latitudes que se van a emplear 37,39 y 41°. Estos años tienen no sólo el mismo valor anual de irradiación, sino que también se han generado con el criterio de que tengan la misma irradiación directa mes a mes. Sus valores se presentan en las *Tablas 4.3.1, 4.3.2 y 4.3.3.*

Mes	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]
1	95.5	97.1	110.9
2	97.9	126.6	130.3
3	149.5	169.3	177.9
4	148.6	170.1	182.7
5	189.6	199.3	216.5
6	219.6	243.2	271.6
7	230.4	257.9	294.7
8	222.6	253.4	285.1
9	156.2	183.7	190.6
10	123.5	117.7	130.0
11	86.6	107.6	124.5
12	79.5	86.4	93.5
TOTAL	1799.6	2012.2	2208.4

Tabla 4.3.1. Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 37°

Mes	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]
1	100.61	102.83	115.25
2	99.91	126.50	131.21
3	150.86	171.58	179.22
4	148.45	170.91	186.09
5	181.00	194.38	215.04
6	215.16	239.80	270.52
7	227.87	255.46	293.02
8	221.31	251.45	283.61
9	154.71	185.43	189.49
10	126.67	118.69	129.34
11	91.94	105.91	123.48
12	78.13	82.42	91.27
TOTAL	1796.61	2005.36	2207.53

Tabla 4.3.2. Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 39°

Mes	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]	H_bn [kWh/m ²]
1	100.1	100.1	116.4
2	100.4	129.9	130.3
3	145.9	173.7	175.7
4	145.8	173.0	178.6
5	180.1	188.1	210.8
6	217.6	238.7	275.2
7	222.6	251.4	289.4
8	220.3	252.9	279.1
9	159.3	188.8	190.3
10	127.5	113.3	131.7
11	96.6	107.0	126.4
12	78.8	82.3	96.3
TOTAL	1795.2	1999.1	2200.2

Tabla 4.3.3. Distribución de la Irradiación directa para los años generados para latitud 41°

La razón por la que se ha forzado que la irradiación directa sea similar mes a mes, es que fijar la anual no nos asegura que sean años similares ya que cómo se distribuya esta irradiación a lo largo del año influirá en gran manera, debido a que el rendimiento óptico en los meses de invierno es diferente al correspondiente a los meses de verano.

En las Figuras 4.3.3 y 4.3.4 se muestra la forma que adopta el rendimiento en los meses de invierno y en los meses de verano respectivamente.

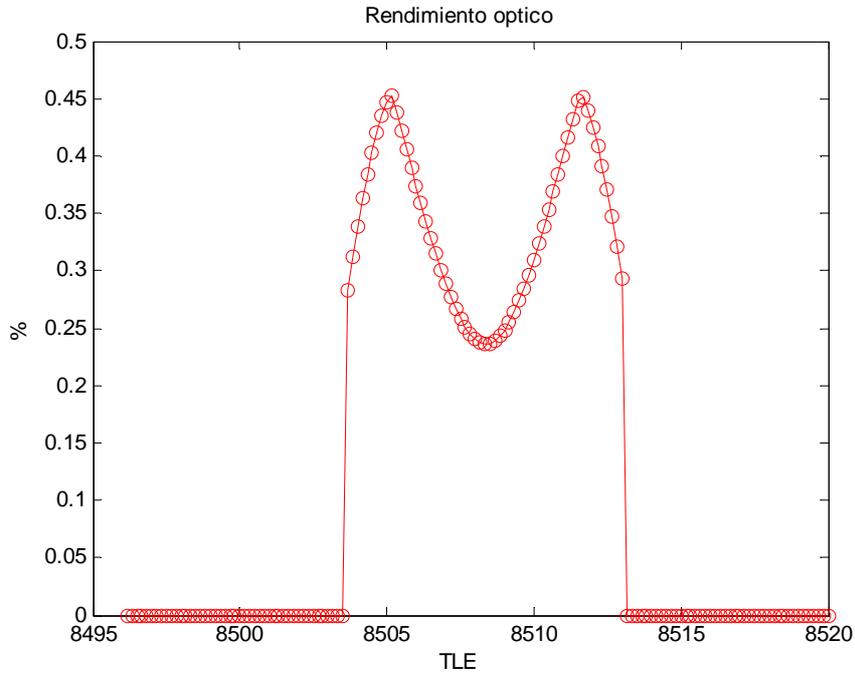


Figura 4.3.3. Rendimiento óptico para un día de invierno

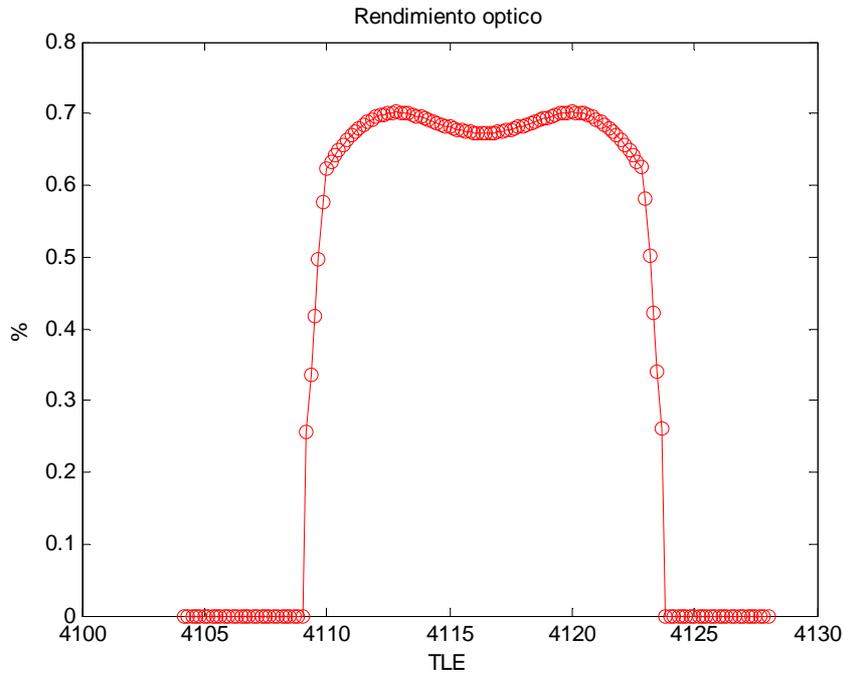


Figura 4.3.4. Rendimiento óptico para un día de verano

Una vez montados los años artificiales, se está en disposición de realizar las simulaciones. Para cada uno de los valores de latitud, 37, 39 y 41°; se han simulado tres años de diferente irradiación, 1800, 2000 y 2200 kWh/m²; y para cada uno de estos años siete capacidades diferentes de almacenamiento, 0, 1, 2, 4, 6, 8 y 10 horas; y a su vez para cada una de estos almacenamientos se han simulado 10 superficies diferentes dependiendo del valor del almacenamiento, repartidas en dos tandas ya que el programa sólo permite realizar un estudio de sensibilidad de la superficie como máximo de 5 valores diferentes.

En el siguiente apartado se presentan y se comentan los resultados que las simulaciones realizadas han suministrado.

5. RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS MEDIANTE LA HERRAMIENTA EOS_08_SP

A continuación se muestran los resultados que proporcionan las simulaciones realizadas mediante EOS_08_SP, agrupados según el valor que toma la latitud.

LATITUD 37°

En la *Tabla 5.1.* se muestran los resultados de la primera tanda de simulaciones que se realizaron para valor de la latitud igual a 37°.

1800.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	54.116	80 (25 ha)	71.142	92 (30 ha)	83.144	108 (35 ha)	101.869	124 (40 ha)	116.395	140 (45 ha)	130.521	156 (50 ha)	144.673
80 (25 ha)	70.696	92 (30 ha)	82.411	108 (35 ha)	96.436	124 (40 ha)	114.409	140 (45 ha)	128.453	156 (50 ha)	142.666	172 (55 ha)	156.26
92 (30 ha)	80.314	108 (35 ha)	94.108	124 (40 ha)	106.575	140 (45 ha)	124.486	156 (50 ha)	138.817	172 (55 ha)	152.644	184 (60 ha)	163.474
108 (35 ha)	89.983	124 (40 ha)	102.969	140 (45 ha)	114.226	156 (50 ha)	132.365	172 (55 ha)	146.649	184 (60 ha)	158.384	200 (65 ha)	171.058
124 (40 ha)	97.439	140 (45 ha)	109.551	156 (50 ha)	120.626	172 (55 ha)	138.801	184 (60 ha)	151.351	200 (65 ha)	164.503	216 (70 ha)	177.982
2000.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	63.719	80 (25 ha)	83.242	92 (30 ha)	97.155	108 (35 ha)	117.709	124 (40 ha)	134.219	140 (45 ha)	150.281	156 (50 ha)	166.449
80 (25 ha)	82.972	92 (30 ha)	96.667	108 (35 ha)	112.634	124 (40 ha)	132.532	140 (45 ha)	148.56	156 (50 ha)	164.728	172 (55 ha)	180.47
92 (30 ha)	94.258	108 (35 ha)	109.836	124 (40 ha)	123.739	140 (45 ha)	143.441	156 (50 ha)	159.864	172 (55 ha)	175.944	184 (60 ha)	188.798
108 (35 ha)	104.687	124 (40 ha)	118.845	140 (45 ha)	131.174	156 (50 ha)	151.596	172 (55 ha)	168.174	184 (60 ha)	182.422	200 (65 ha)	197.379
124 (40 ha)	111.861	140 (45 ha)	125.069	156 (50 ha)	137.004	172 (55 ha)	157.57	184 (60 ha)	172.773	200 (65 ha)	188.478	216 (70 ha)	204.48
2200.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	73.628	80 (25 ha)	95.374	92 (30 ha)	110.215	108	131.603	124	149.782	140	167.724	156	185.582
80 (25 ha)	94.412	92 (30 ha)	108.636	108 (35 ha)	124.868	124	145.884	140	163.656	156	181.505	172	198.555
92 (30 ha)	104.67	108 (35 ha)	120.477	124 (40 ha)	134.914	140	155.513	156	173.739	172	191.241	184	205.866
108 (35 ha)	114.364	124 (40 ha)	129.24	140 (45 ha)	142.459	156	163.337	172	181.212	184	196.739	200	212.993
124 (40 ha)	121.913	140 (45 ha)	136.076	156 (50 ha)	148.8	172	169.649	184	185.745	200	202.488	216	219.371

Tabla 5.1. Resultados de las simulaciones correspondientes a 37° de latitud

En las *Figuras 5.1.a, b y c* se representan los resultados que se obtienen de estas simulaciones para 1800, 2000 y 2200 kWh/m² respectivamente.

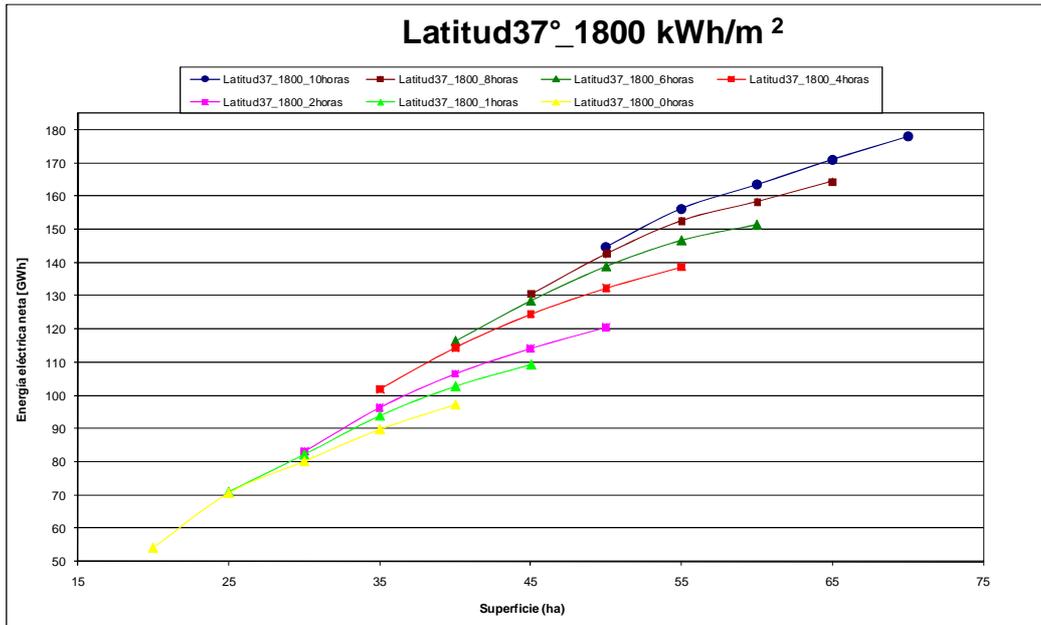


Figura 5.1.a. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 1800 kWh/m² de irradiación

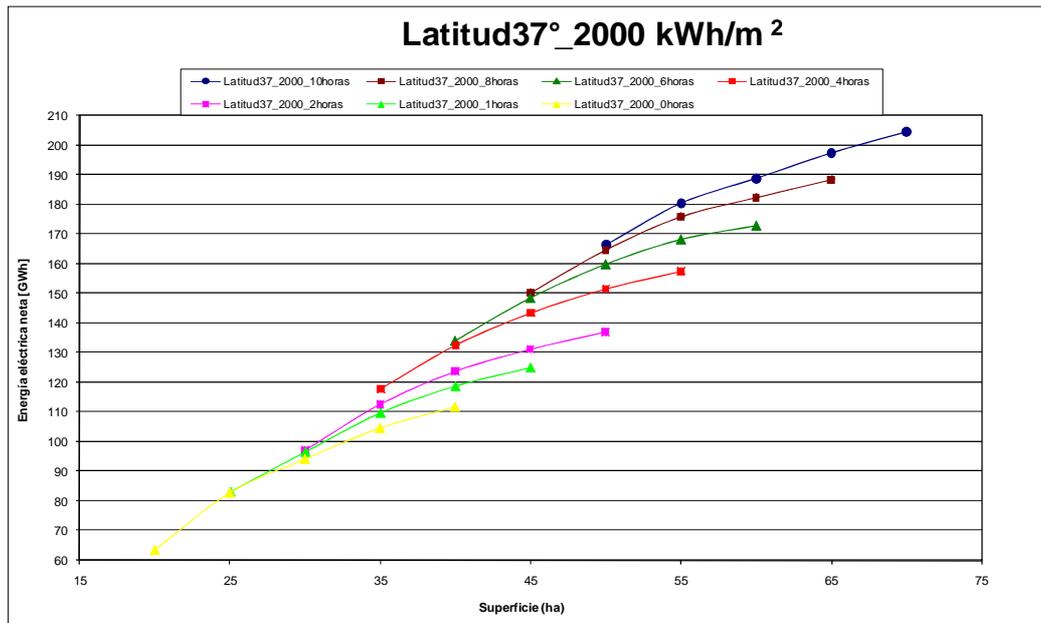


Figura 5.1.b. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 2000 kWh/m² de irradiación

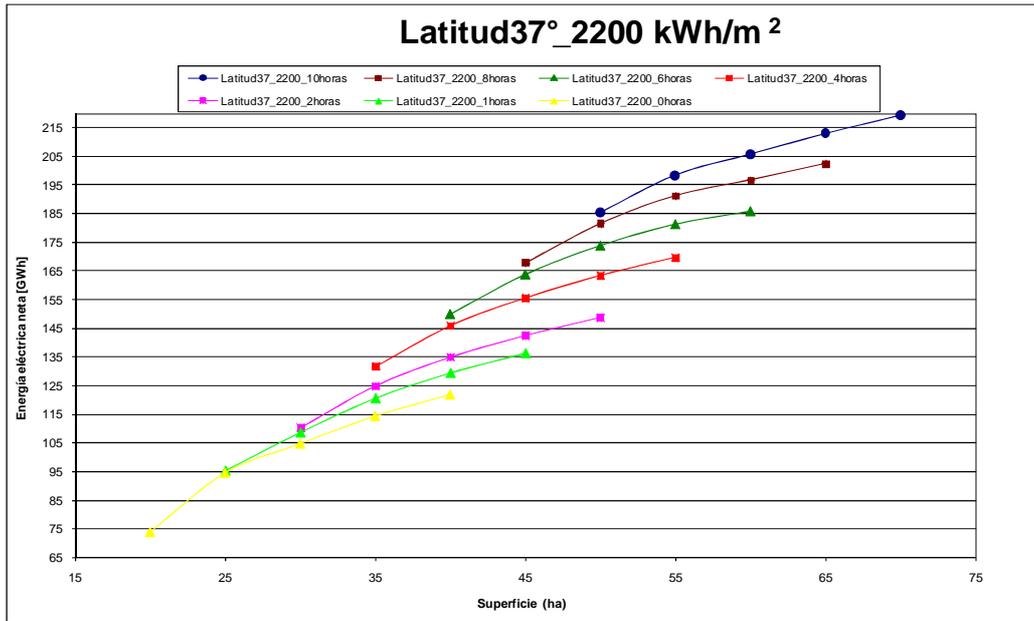


Figura 5.1.c. Resultados de las simulaciones para 37° de la latitud y 2200 kWh/m² de irradiación

LATITUD 39°

En la *Tabla 5.2.* se muestran los resultados de la primera tanda de simulaciones que se realizaron para valor de la latitud igual a 39°.

1800.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	52.12	80 (25 ha)	68.534	92 (30 ha)	79.902	108 (35 ha)	98.807	124 (40 ha)	112.967	140 (45 ha)	126.523	156 (50 ha)	140.288
80 (25 ha)	68.092	92 (30 ha)	79.089	108 (35 ha)	92.617	124 (40 ha)	110.801	140 (45 ha)	124.152	156 (50 ha)	137.937	172 (55 ha)	151.262
92 (30 ha)	77.114	108 (35 ha)	90.536	124 (40 ha)	102.732	140 (45 ha)	120.517	156 (50 ha)	134.115	172 (55 ha)	147.602	184 (60 ha)	158.308
108 (35 ha)	86.937	124 (40 ha)	99.61	140 (45 ha)	110.536	156 (50 ha)	129.029	172 (55 ha)	142.248	184 (60 ha)	153.631	200 (65 ha)	166.151
124 (40 ha)	94.536	140 (45 ha)	106.254	156 (50 ha)	117.256	172 (55 ha)	135.974	184 (60 ha)	147.487	200 (65 ha)	160.375	216 (70 ha)	173.221
2000.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	62.292	80 (25 ha)	81.268	92 (30 ha)	94.644	108 (35 ha)	114.023	124 (40 ha)	130.082	140 (45 ha)	145.455	156 (50 ha)	161.048
80 (25 ha)	80.846	92 (30 ha)	93.956	108 (35 ha)	108.946	124 (40 ha)	128.113	140 (45 ha)	143.413	156 (50 ha)	158.978	172 (55 ha)	173.973
92 (30 ha)	91.466	108 (35 ha)	106.014	124 (40 ha)	119.26	140 (45 ha)	138.135	156 (50 ha)	153.836	172 (55 ha)	168.974	184 (60 ha)	181.345
108 (35 ha)	100.932	124 (40 ha)	114.782	140 (45 ha)	126.705	156 (50 ha)	146.137	172 (55 ha)	161.703	184 (60 ha)	174.829	200 (65 ha)	189.216
124 (40 ha)	107.972	140 (45 ha)	120.843	156 (50 ha)	132.137	172 (55 ha)	152.027	184 (60 ha)	166.337	200 (65 ha)	181.252	216 (70 ha)	195.707
2200.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	70.276	80 (25 ha)	91.327	92 (30 ha)	105.679	108 (35 ha)	127.265	124 (40 ha)	144.899	140 (45 ha)	161.97	156 (50 ha)	179.178
80 (25 ha)	90.455	92 (30 ha)	104.202	108 (35 ha)	119.911	124 (40 ha)	140.921	140 (45 ha)	157.847	156 (50 ha)	174.955	172 (55 ha)	191.581
92 (30 ha)	100.589	108 (35 ha)	116.076	124 (40 ha)	129.562	140 (45 ha)	150.646	156 (50 ha)	167.978	172 (55 ha)	184.947	184 (60 ha)	198.814
108 (35 ha)	110.284	124 (40 ha)	124.303	140 (45 ha)	137.321	156 (50 ha)	158.699	172 (55 ha)	175.712	184 (60 ha)	190.621	200 (65 ha)	206.581
124 (40 ha)	117.152	140 (45 ha)	131.064	156 (50 ha)	143.36	172 (55 ha)	165.16	184 (60 ha)	180.283	200 (65 ha)	196.782	216 (70 ha)	212.979

Tabla 5.2. Resultados de las simulaciones correspondientes a 39° de latitud

En las Figuras 5.1.a, b y c se representan los resultados que se obtienen de estas simulaciones para 1800, 2000 y 2200 kWh/m² respectivamente.

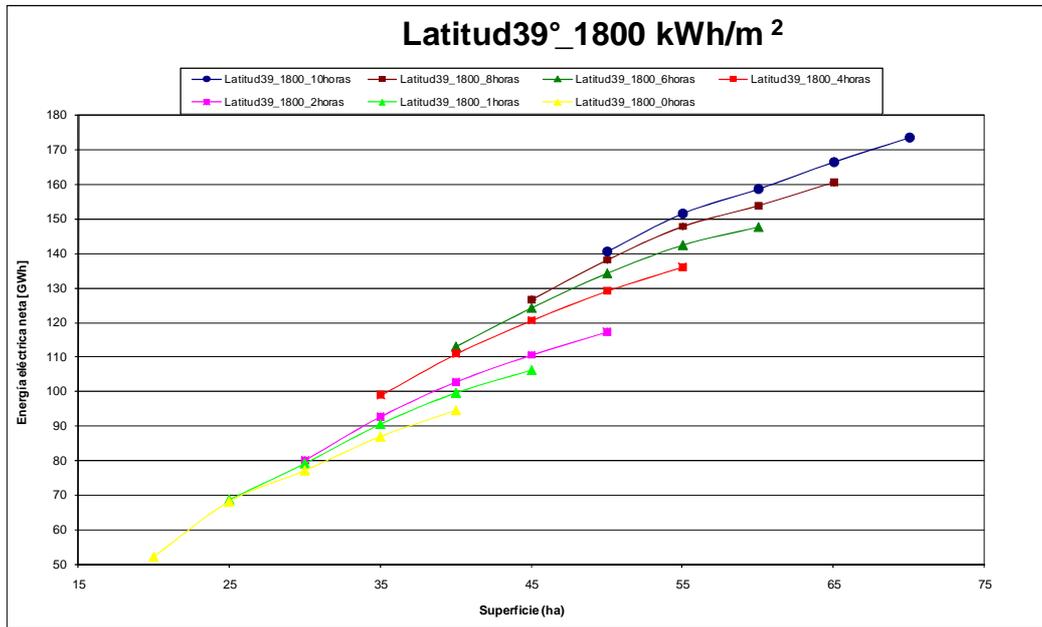


Figura 5.2.a. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 1800 kWh/m² de irradiación

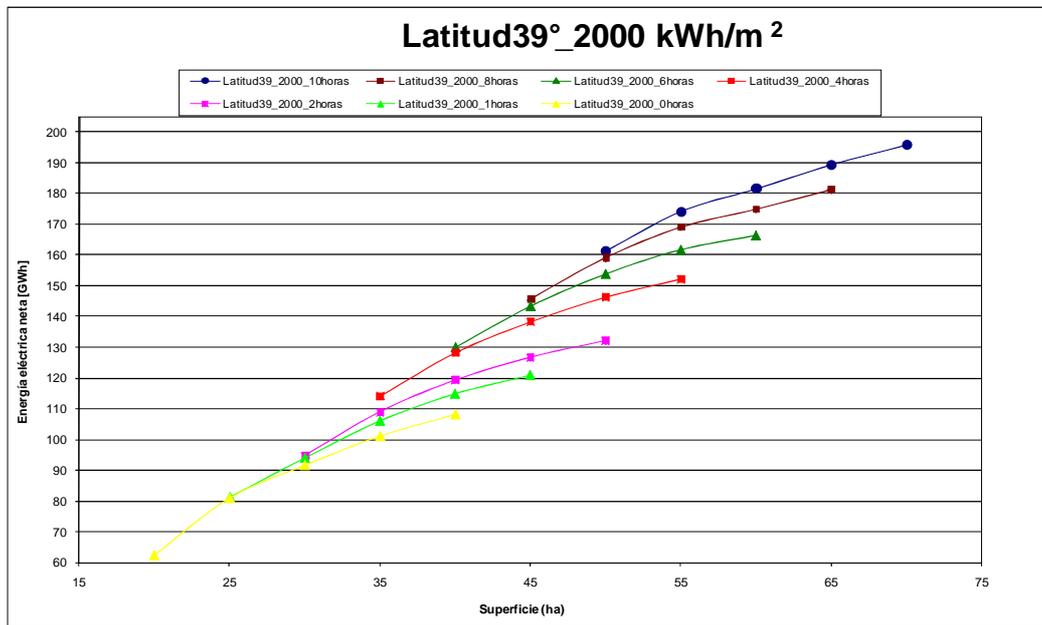


Figura 5.2.b. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 2000 kWh/m² de irradiación

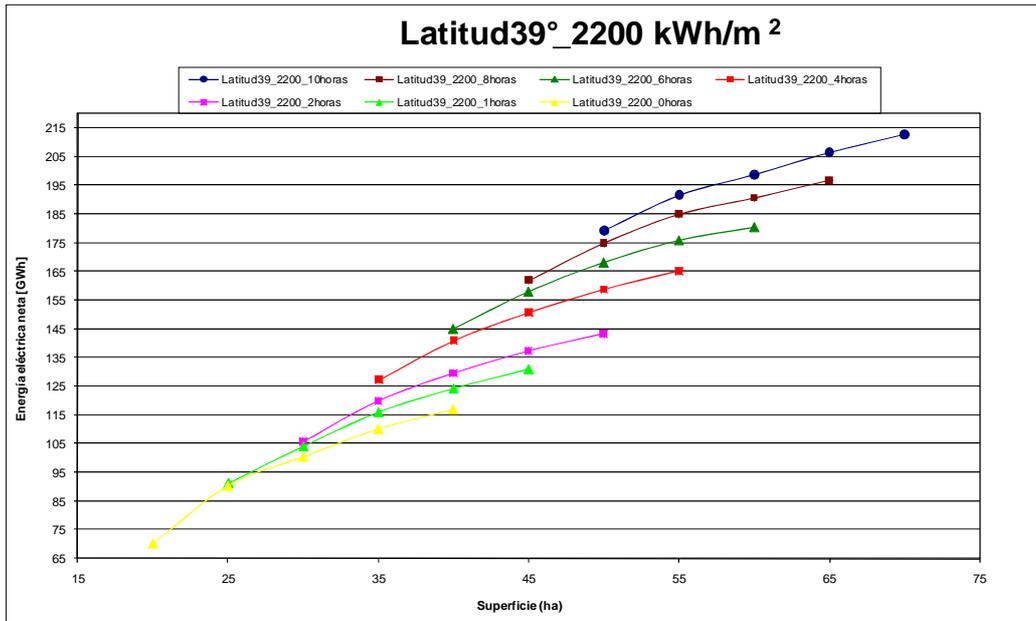


Figura 5.2.c. Resultados de las simulaciones para 39° de la latitud y 2200 kWh/m² de irradiación

LATITUD 41°

En la *Tabla 5.3.* se muestran los resultados de la primera tanda de simulaciones que se realizaron para valor de la latitud igual a 41°.

1800.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	49.811	80 (25 ha)	65.257	92 (30 ha)	76.839	108 (35 ha)	94.473	124 (40 ha)	107.829	140 (45 ha)	120.793	156 (50 ha)	133.726
80 (25 ha)	64.638	92 (30 ha)	75.822	108 (35 ha)	88.132	124 (40 ha)	104.98	140 (45 ha)	117.873	156 (50 ha)	130.83	172 (55 ha)	143.284
92 (30 ha)	73.358	108 (35 ha)	85.758	124 (40 ha)	96.553	140 (45 ha)	113.309	156 (50 ha)	126.444	172 (55 ha)	139.095	184 (60 ha)	149.216
108 (35 ha)	81.379	124 (40 ha)	92.902	140 (45 ha)	103.27	156 (50 ha)	120.169	172 (55 ha)	133.055	184 (60 ha)	143.836	200 (65 ha)	155.883
124 (40 ha)	87.354	140 (45 ha)	98.693	156 (50 ha)	108.479	172 (55 ha)	125.711	184 (60 ha)	137.023	200 (65 ha)	149.418	216 (70 ha)	161.419
2000.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	59.096	80 (25 ha)	77.181	92 (30 ha)	89.893	108 (35 ha)	109.227	124 (40 ha)	124.298	140 (45 ha)	138.868	156 (50 ha)	153.475
80 (25 ha)	76.546	92 (30 ha)	88.741	108 (35 ha)	102.475	124 (40 ha)	121.344	140 (45 ha)	135.852	156 (50 ha)	150.366	172 (55 ha)	164.291
92 (30 ha)	85.977	108 (35 ha)	99.618	124 (40 ha)	112.137	140 (45 ha)	130.622	156 (50 ha)	145.218	172 (55 ha)	159.369	184 (60 ha)	171.085
108 (35 ha)	94.886	124 (40 ha)	108.097	140 (45 ha)	119.624	156 (50 ha)	138.406	172 (55 ha)	152.758	184 (60 ha)	165.025	200 (65 ha)	178.575
124 (40 ha)	101.545	140 (45 ha)	113.989	156 (50 ha)	125.165	172 (55 ha)	144.03	184 (60 ha)	157.328	200 (65 ha)	171.416	216 (70 ha)	185.071
2200.00													
0 hrs		1 hr		2 hrs		4 hrs		6 hrs		8 hrs		10 hrs	
64 (20 ha)	66.376	80 (25 ha)	85.903	92 (30 ha)	99.725	108 (35 ha)	120.632	124 (40 ha)	137.157	140 (45 ha)	153.262	156 (50 ha)	169.36
80 (25 ha)	84.868	92 (30 ha)	98.083	108 (35 ha)	113.116	124 (40 ha)	133.174	140 (45 ha)	149.039	156 (50 ha)	164.991	172 (55 ha)	180.609
92 (30 ha)	94.611	108 (35 ha)	109.668	124 (40 ha)	123.295	140 (45 ha)	142.69	156 (50 ha)	158.655	172 (55 ha)	174.44	184 (60 ha)	187.566
108 (35 ha)	104.06	124 (40 ha)	118.28	140 (45 ha)	130.373	156 (50 ha)	150.021	172 (55 ha)	166.036	184 (60 ha)	180.06	200 (65 ha)	195.121
124 (40 ha)	111.369	140 (45 ha)	124.452	156 (50 ha)	135.999	172 (55 ha)	156.019	184 (60 ha)	170.401	200 (65 ha)	185.965	216 (70 ha)	201.028

Tabla 5.3. Resultados de las simulaciones correspondientes a 41° de latitud

En las Figuras 5.1.a, b y c se representan los resultados que se obtienen de estas simulaciones para 1800, 2000 y 2200 kWh/m² respectivamente.

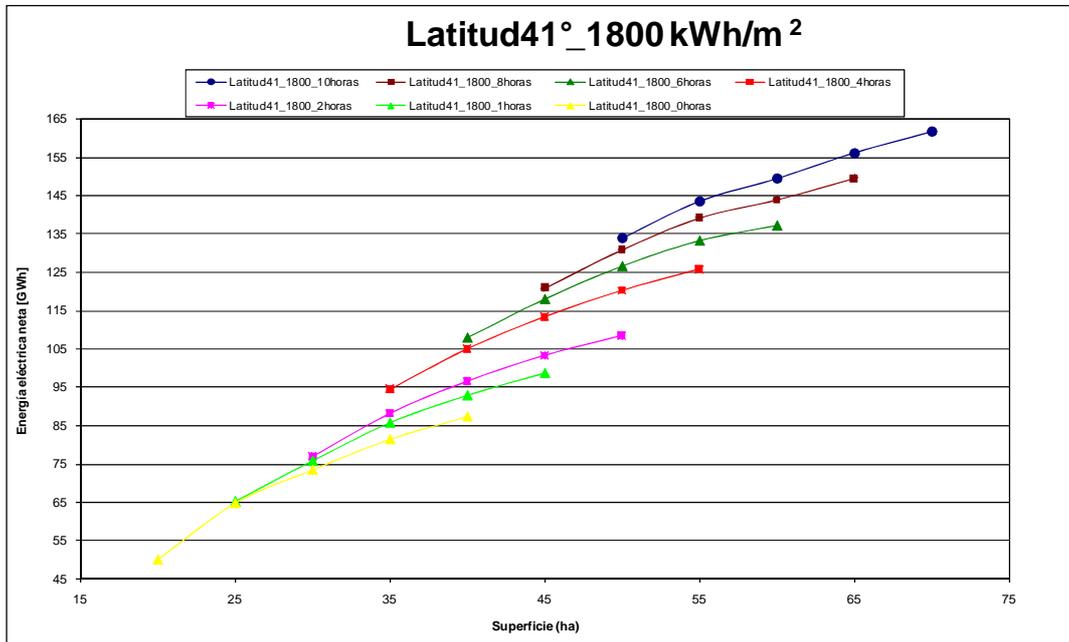


Figura 5.3.a. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 1800 kWh/m² de irradiación

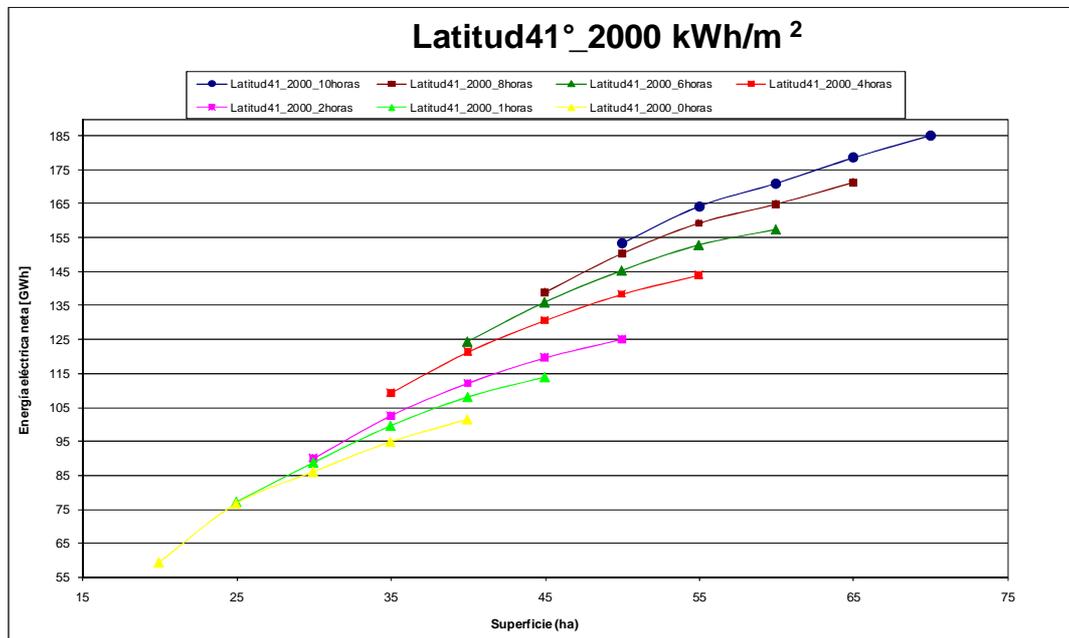


Figura 5.3.b. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 2000 kWh/m² de irradiación

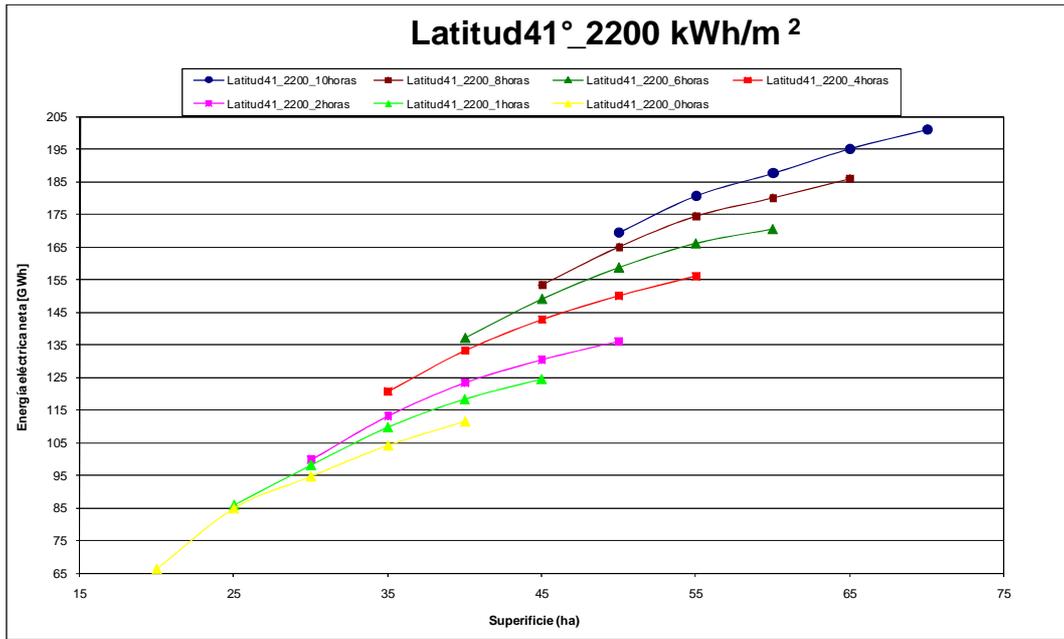


Figura 5.3.c. Resultados de las simulaciones para 41° de la latitud y 2200 kWh/m² de irradiación

6. ANÁLISIS ESTADÍSTICO MEDIANTE SPSS

6.1. REGRESIÓN LINEAL

La regresión lineal consiste en obtener una función de unas variables independientes que permita explicar o predecir el valor de una variable dependiente.

En nuestro caso de estudio tendremos como variable dependiente la Energía eléctrica neta producida, y un conjunto de variables independientes cuantitativas que serán la irradiación anual (kWh/m^2), la superficie de captación (m^2), el tamaño de almacenamiento (horas) y la latitud ($^\circ$) del lugar donde se encuentra ubicada la central.

A priori, y según la física de nuestro problema, conocemos que a medida que aumenta la irradiación la producción de energía eléctrica aumentará. De la misma forma se comportará ésta según la superficie de captación, a mayor superficie, mayor producción; y lo mismo ocurrirá con el almacenamiento. Sin embargo, la influencia de la latitud será negativa, ya que conforme aumente ésta, la producción de energía eléctrica caerá.

6.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

A partir de $(e_1, i_1, s_1, h_1, l_1), \dots, (e_n, i_n, s_n, h_n, l_n)$, muestra de n simulaciones de las variables E, I, S, H, L se trata de aproximar los valores de E , variable dependiente, mediante una función de las variables I, S, H, L variables independientes, que exprese la asociación lineal entre E y I, S, H, L :

$$E = \beta_1 I + \beta_2 S + \beta_3 H + \beta_4 L + \beta_0 + r$$

donde β_0, \dots, β_4 son parámetros desconocidos a estimar y r es una variable error $N(0, \sigma^2)$. En particular, para cada observación se tendrá:

$$e_i = \beta_1 i_i + \beta_2 s_i + \beta_3 h_i + \beta_4 l_i + \beta_0 + r_i \quad i = 1, \dots, n$$

donde los $r_i, i = 1, \dots, n$, son independientes entre sí.

En nuestro caso de estudio a partir de los datos obtenidos de las simulaciones en EOS, tendremos las siguientes variables:

E : Energía eléctrica neta (GWh) obtenida tras restarle a la energía bruta los autoconsumos.

I : Irradiación (kWh/m^2)

S : Área de captación (m^2)

H : Capacidad de almacenamiento (horas)

L : Latitud ($^\circ$)

Se trata de obtener una función lineal de las variables independientes I, S, H, L que permita estimar la energía neta, E , obtenida para cualquier año en una planta determinada. Antes de proceder a la estimación del modelo de regresión se analizará mediante el coeficiente de Pearson, el grado de asociación lineal entre cada par de variables.

6.3 ANÁLISIS DE LA CORRELACIÓN ENTRE PARES DE VARIABLES: EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN LINEAL SIMPLE

El coeficiente de correlación lineal simple, ρ , mide el grado de asociación lineal entre dos variables medidas en escala de intervalo o de razón, tomando valores entre -1 y 1. Valores de ρ próximos a 1 indicarán fuerte asociación lineal positiva (a medida que aumentan los valores de una de las dos variables, aumentan los de la otra); valores de ρ próximos a 0 indicarán no asociación lineal (lo que no significa que no pueda existir otro tipo de asociación). El estimador muestral para ρ es el coeficiente de correlación muestral, r .

El coeficiente de correlación es una medida del grado de asociación lineal que depende del tamaño muestral: un mismo valor del coeficiente de correlación muestral, calculado a partir de muestras de distinto tamaño de dos pares de variables, no corresponde a un mismo grado de asociación lineal. Para determinar si la asociación es estadísticamente significativa, se puede plantear la hipótesis nula de que el coeficiente de correlación lineal es igual a cero:

$$H_0: \rho = 0$$

El estadístico de contraste se construye a partir del coeficiente de correlación muestral, r , y del tamaño de la muestra, n . Si el p-valor asociado es menor que α , se rechazará la hipótesis nula al nivel de significación α .

La matriz de correlaciones entre las variables cuantitativas *Energía_neta*, *Irradiación*, *Almacenamiento*, *Superficie* y *Latitud* se muestra en la *Tabla 6.3.1*. La matriz de correlaciones es una matriz simétrica respecto a la diagonal principal y con unos en dicha diagonal, por lo que basta analizar los elementos situados por encima o por debajo de ella.

Correlaciones

		Energía_neta	Superficie	Almacena miento	Irradiacion	Latitud
Energía_neta	Correlación de Pearson	1	.884**	.828**	.314**	-.129**
	Sig. (bilateral)		.000	.000	.000	.001
	N	645	645	645	645	645
Superficie	Correlación de Pearson	.884**	1	.785**	-.078*	.018
	Sig. (bilateral)	.000		.000	.049	.643
	N	645	645	645	645	645
Almacenamiento	Correlación de Pearson	.828**	.785**	1	.001	-.022
	Sig. (bilateral)	.000	.000		.972	.571
	N	645	645	645	645	645
Irradiacion	Correlación de Pearson	.314**	-.078*	.001	1	-.002
	Sig. (bilateral)	.000	.049	.972		.951
	N	645	645	645	645	645
Latitud	Correlación de Pearson	-.129**	.018	-.022	-.002	1
	Sig. (bilateral)	.001	.643	.571	.951	
	N	645	645	645	645	645

** La correlación es significativa al nivel 0,01 (bilateral).

* La correlación es significante al nivel 0,05 (bilateral).

Tabla 6.3.1. Matriz de correlaciones

Centrando la atención en la relación entre la variable dependiente *Energía_neta* y cada una de las independientes, dado que en todos los casos el tamaño muestral es el mismo

($N = 645$) y, por tanto, los distintos valores de r son comparables, se puede observar que la máxima asociación lineal corresponde a la variable *Superficie* ($r = 0.884$). Para determinar si dicha asociación es estadísticamente significativa, se puede contrastar la hipótesis nula de que las variables *Energía_neta* y *Superficie* están incorreladas:

$$H_0: \rho_{E_{neta}, Superf} = 0$$

El p -valor asociado al estadístico de contraste (“Sig. (bilateral)=0.000”) es menor que 0.01, luego a nivel de significación 0.01, se puede rechazar la hipótesis nula. Con este mismo criterio se puede observar que la asociación lineal entre *Energía_neta* y cada una de las independientes es estadísticamente significativa. Respecto a la relación entre las variables independientes, todos los posibles pares de valores entre las variables *Irradiación*, *Almacenamiento*, *Superficie* y *Latitud* son estadísticamente significativas.

Teniendo en cuenta el signo de las correlaciones estadísticamente significativas, se puede concluir lo que ya se predijo teniendo en cuenta la física del problema:

- a mayor superficie de captación, mayor es la energía eléctrica neta obtenida;
- a mayor número de horas de almacenamiento, mayor será también la energía obtenida;
- a mayor irradiación durante el período, mayor la energía que se obtiene.
- cuanto mayor es la latitud, más al norte se encuentra situada la central, menor es la energía obtenida.

6.4. REGRESIÓN LINEAL SIMPLE

Dado que el mayor grado de asociación lineal detectado con la variable energía eléctrica neta corresponde a la variable superficie de captación, en este apartado se tratará de predecir los valores de la variable *Energía_neta* a partir de los de *Superficie*, mediante el ajuste de una ecuación de regresión lineal simple.

En el caso de una única variable independiente, X , se habla de regresión lineal simple. La correspondiente ecuación de regresión será del tipo:

$$Y = \beta_1 X + \beta_0 + e$$

y, en particular, para cada observación:

$$y_i = \beta_1 x_i + \beta_0 + e_i \quad i = 1, \dots, n$$

En el caso de estudio se trata de obtener una función lineal de la variable independiente, *Superficie*, que permita estimar la energía eléctrica neta obtenida, *Energía_neta*, para cualquier simulación i :

$$Energía_neta_i = \beta_1 Superficie_i + \beta_0 + e_i$$

donde β_0 y β_1 son parámetros desconocidos a estimar y los e_i proceden de variables independientes, normales, de media 0 y la misma varianza.

ESTIMACIÓN DE LOS PARÁMETROS

El criterio para obtener los coeficientes de regresión, B_0 y B_1 , estimaciones de los parámetros desconocidos β_0 y β_1 , respectivamente, es el de mínimos cuadrados, que consiste en minimizar la suma de los cuadrados de los residuos. Si \hat{y}_i es la estimación de y_i mediante el modelo de regresión lineal:

$$\hat{y}_i = B_1 x_i + B_0$$

El residuo correspondiente E_i , será la desviación de cada observación al valor estimado:

$$E_i = y_i - \hat{y}_i$$

En la *figura 6.4.1* se muestra la representación gráfica de los valores de *Energía_neta* frente a los valores de *Superficie*.

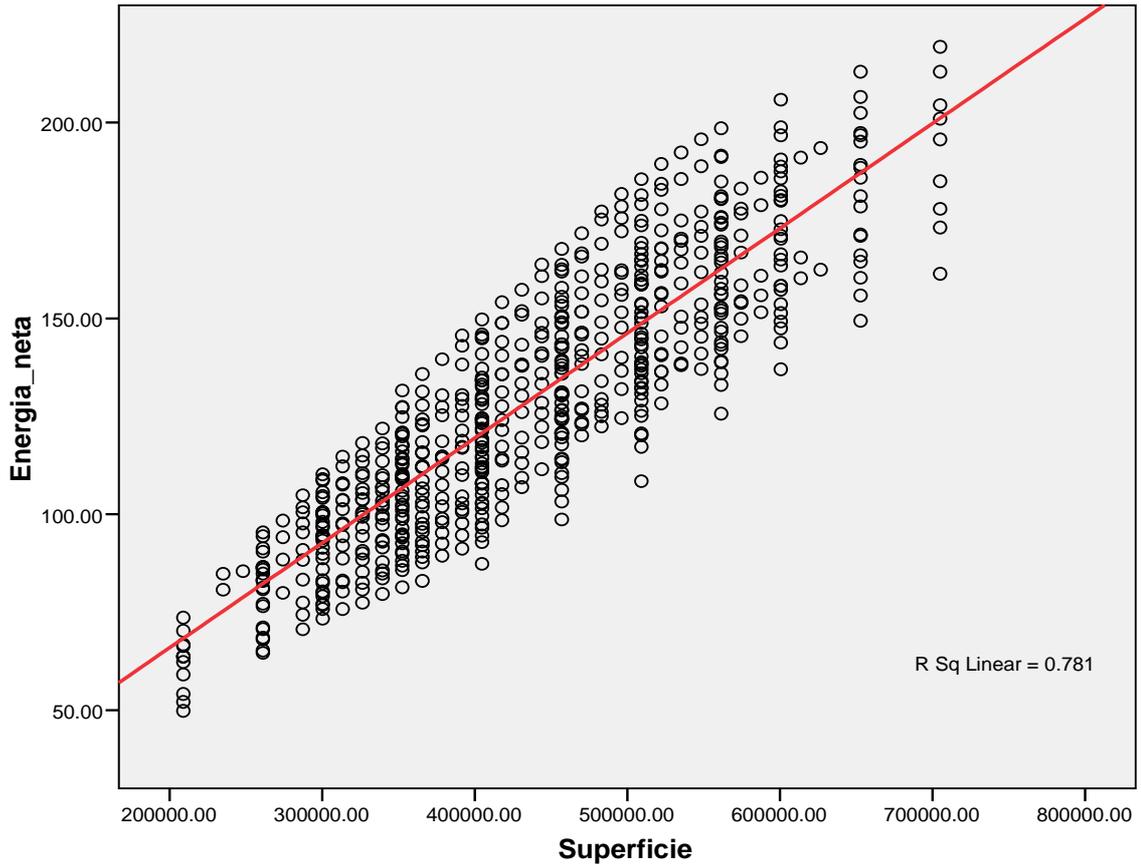


Figura 6.4.1. Gráfico de los valores de *Energía_neta* frente a los valores de *Superficie*

Se observa que, confirmando la asociación lineal positiva detectada mediante el coeficiente de correlación lineal simple, a medida que aumentan los valores de la variable *Superficie* aumentan los de *Energía_neta*. Si B_0 y B_1 son las estimaciones de los parámetros del modelo, la recta de pendiente B_1 y término independiente B_0 :

$$\widehat{Energía_neta} = B_1 Superficie + B_0$$

atravesará la nube de puntos. Para una simulación i con valores observados iguales a $Energía_neta_i$ y $Superficie_i$, la estimación del valor de *Energía_neta* vendrá dada por el valor en ordenadas para el punto correspondiente en la recta al valor de abscisas $Superficie_i$. El residuo será igual a la diferencia entre los valores observado y estimado para *Energía_neta*. La recta de regresión es tal que, para cualquier otra recta que atraviese la nube de puntos, la suma de los cuadrados de las distancias entre los valores observado y estimado de *Energía_neta* es mayor.

Los resultados del análisis de regresión lineal simple de la variable *Energía_neta* sobre la variable *Superficie* se presentan en las *Tablas 6.4.1.a, b y c*.

Resumen del modelo^b

Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado corregida	Error típ. de la estimación	Durbin-Watson
1	.884 ^a	.781	.781	15.55825	.183

a. Variables predictoras: (Constante), Superficie

b. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.4.1.a. Resumen del modelo

ANOVA^b

Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	556337.164	1	556337.164	2298.353	.000 ^a
	Residual	155643.952	643	242.059		
	Total	711981.117	644			

a. Variables predictoras: (Constante), Superficie

b. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.4.1.b. ANOVA

Coefficientes^a

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
		B	Error típ.	Beta		
1	(Constante)	12.407	2.507		4.949	.000
	Superficie	.00027	.00001	.884	47.941	.000

a. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.4.1.c. Coeficientes

Las estimaciones de los parámetros del modelo (columna “B” de la tabla “Coeficientes”, en la *Tabla 6.4.1.c*) son:

$$B_1 = 0.00027 \quad y \quad B_0 = 12.407$$

Es importante tener en cuenta que estos valores de los coeficientes son válidos para la superficie expresada en m² y para la energía neta en GWh.

En particular, para cada valor de la superficie de captación en m², la predicción o estimación de la energía eléctrica neta obtenida en GWh vendrá dada por:

$$\widehat{Energía_neta}_i = B_1 Superficie_i + B_0 = 0.00027 Superficie_i + 12.407 \quad i = 1, \dots, 642$$

y el residuo será igual a:

$$E_i = Energía_neta_i - \widehat{Energía_neta}_i$$

ANÁLISIS DE RESIDUOS

En la regresión lineal se supone que los verdaderos errores, e_i , son independientes con distribución $N(0, \sigma^2)$. Los residuos, E_i , son las estimaciones de los verdaderos errores, y la estimación de σ^2 es la media de los cuadrados de los residuos, s^2 , donde s es el error típico de la estimación. Si el modelo ajustado es apropiado, los residuos deben presentar características similares.

En la *tabla 6.4.2.* se muestran los estadísticos sobre los residuos del modelo. El hecho de que la media de los residuos sea igual a cero es consecuencia del método de estimación de los parámetros de la función de regresión.

Estadísticos sobre los residuos

	Mínimo	Máximo	Media	Desviación típ.	N
Valor pronosticado	68.3269	201.1361	128.9499	29.39179	645
Residuo bruto	-40.23245	37.24466	.00000	15.54616	645
Valor pronosticado tip.	-2.063	2.456	.000	1.000	645
Residuo tip.	-2.586	2.394	.000	.999	645

a. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.4.2. Estadísticos sobre los residuos de la regresión lineal simple de la variable Energía_neta sobre la variable Superficie

Respecto a la normalidad, la distribución de la variable formada por los residuos debe ser Normal: los residuos observados y esperados bajo hipótesis de distribución Normal deben ser parecidos. Para comprobarlo, una alternativa es el gráfico de probabilidad normal, que permite comparar, gráficamente, la función de distribución observada en la muestra con la función de distribución de una Normal (0,1) (por lo que la variable objeto de análisis debe tener media 0 y desviación típica 1).

En el gráfico de probabilidad normal para los residuos tipificados, *Figura 6.4.2.*, se representa la función de distribución esperada bajo hipótesis de distribución Normal (0,1), en el eje vertical, frente a la función de distribución acumulativa de los valores observados, en el horizontal. Si la distribución de los residuos fuera Normal, dichos valores deberían ser aproximadamente iguales y, en consecuencia, los puntos del gráfico estarían situados sobre la recta que pasa por el origen con pendiente igual a 1, que es exactamente lo que se puede observar en dicha figura, por lo tanto se puede concluir que los residuos proceden de una distribución Normal.

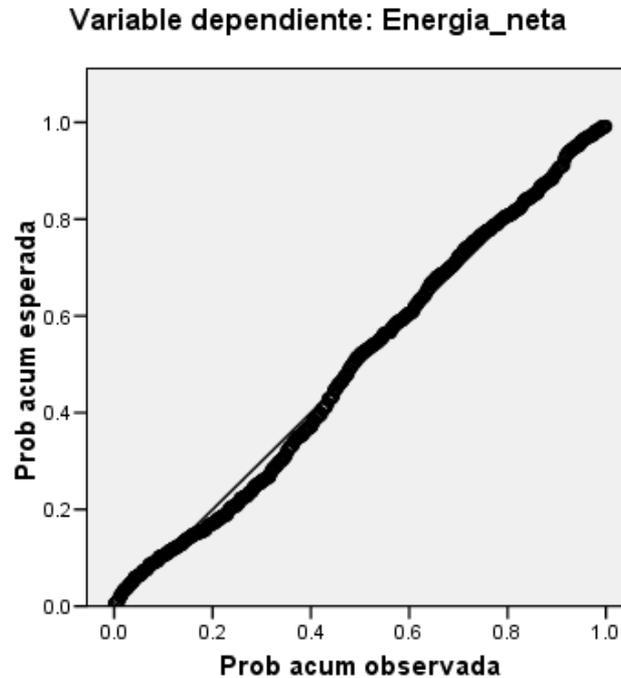
Gráfico P-P normal de regresión Residuo tipificado

Figura 6.4.2 Gráfico P-P normal de regresión residuo tipificado

Respecto a la independencia, el valor observado en una variable para una muestra no debe estar influenciado en ningún sentido por los valores de esta variable observados en otras muestras: los residuos no deben presentar ningún patrón sistemático respecto a la secuencia de observación. El estadístico de Durbin-Watson, D , mide el grado de autocorrelación entre el residuo correspondiente a cada observación y la anterior. Si su valor es próximo a 2, los residuos estarán incorrelados; si se aproxima a 4, estarán negativamente autocorrelados, y si se aproxima a 0, estarán positivamente autocorrelados.

Para este caso el valor del estadístico de Durbin-Watson, es 0.183, que resulta muy próximo a 0, por lo que los residuos estarían positivamente autocorrelados, pero si se observa el hecho de que los residuos sean independientes es consecuencia directa de que las observaciones lo son, las simulaciones estudiadas son independientes entre sí. Por lo tanto se asume la incorrelación de los residuos.

Las varianzas de las distribuciones de la variable dependiente ligadas a los distintos valores de las variables independientes deben ser iguales: los residuos no deben presentar ningún patrón sistemático respecto de las predicciones o respecto de cada una de las variables independientes. Para analizar la homogeneidad de varianzas se utilizará el gráfico de los residuos tipificados frente a las estimaciones tipificadas, que se presenta en la *Figura 5.4.3*.

Gráfico de dispersión

Variable dependiente: Energia_neta

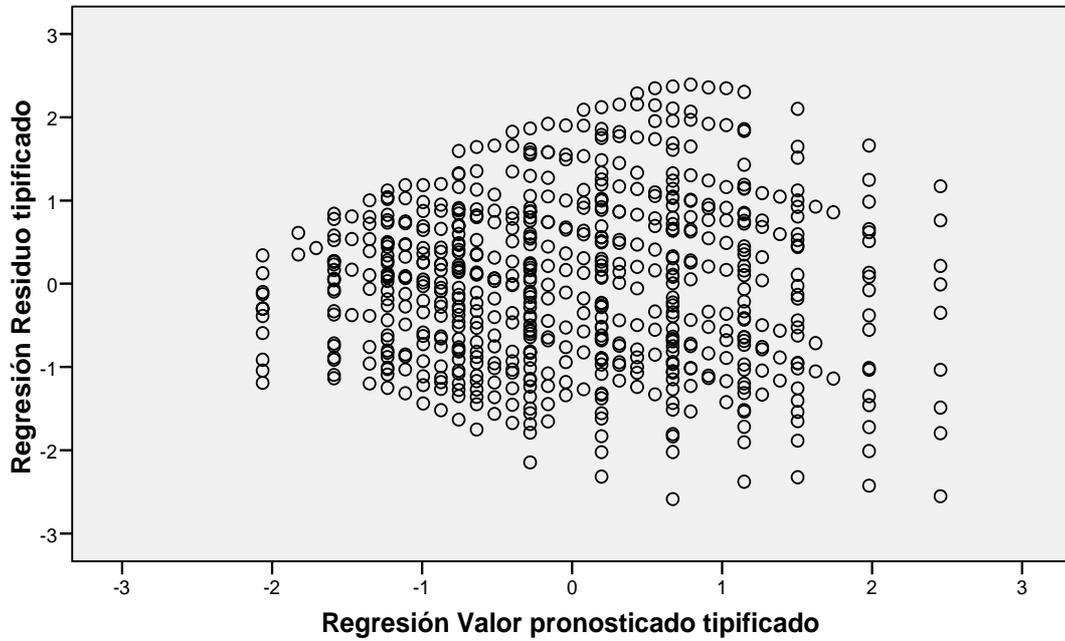


Figura 6.4.3. Gráfico de dispersión. Variable dependiente: Energía neta

Si la varianza de los residuos fuera constante, la nube de puntos estaría concentrada en una banda, centrada en el cero y paralela al eje de abscisas. Obsérvese que, en este caso, excepto algunos datos puntuales que quedan fuera, la mayoría de los datos están concentrados en una banda centrada en el cero y que se extiende entre los valores 2 y -2 del eje de ordenadas. Por tanto se asumirá en adelante que las varianzas de las distribuciones son iguales para los distintos valores de la variable independiente *Superficie*.

6.5. REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE

El hecho de que el modelo de regresión lineal simple sea adecuado no significa que no pueda ser mejorado a través de la información proporcionada por otras variables. En particular, teniendo en cuenta que la segunda variable más correlada con la variable *Energía_neta* era *Almacenamiento* (Tabla 6.3.1), puede suceder que, al incorporar esta segunda variable al modelo, la proporción de variabilidad explicada aumente significativamente. Para comprobarlo, estimaremos los coeficientes del modelo de regresión lineal múltiple de la forma:

$$\widehat{Energía_neta} = \beta_1 Superficie + \beta_2 Almacenamiento + \beta_0$$

Los resultados del análisis de regresión lineal múltiple de la variable dependiente *Energía_neta* sobre las variables independientes *Superficie* y *Almacenamiento* se muestran en las Tablas 6.5.1.a, b y c.

Resumen del modelo^b

Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado corregida	Error típ. de la estimación
1	.910 ^a	.828	.828	13.79231

a. Variables predictoras: (Constante), Almacenamiento, Superficie

b. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.1.a Resumen del modelo

ANOVA^b

Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	589854.858	2	294927.429	1550.391	.000 ^a
	Residual	122126.258	642	190.228		
	Total	711981.117	644			

a. Variables predictoras: (Constante), Almacenamiento, Superficie

b. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.1.b Anova

Coefficientes^a

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
		B	Error típ.	Beta		
1	(Constante)	33.567	2.735		12.273	.000
	Superficie	1.8445E-004	.00001	.609	23.092	.000
	Almacenamiento	3.366	.254	.350	13.274	.000

a. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.1.c. Coeficientes

La ecuación de regresión obtenida es por tanto:

$$\begin{aligned} \text{Energía_neta} &= B_1\text{Superficie} + B_2\text{Almacenamiento} + B_0 = \\ &= 1,8445 \times 10^{-4}\text{Superficie} + 3,366\text{Almacenamiento} + 33,567 \end{aligned}$$

Hasta ahora se conoce el grado de asociación lineal entre las variables *Energía_neta* y *Superficie* y la proporción de variabilidad de la primera explicada por el modelo construido a partir de la información aportada por la segunda. Análogamente, en el caso de la regresión lineal múltiple, podemos obtener una medida del grado de asociación lineal entre la variable *Energía_neta* y el conjunto de las dos variables *Superficie* y *Almacenamiento*, así como la proporción de variabilidad de la primera explicada por el modelo construido a partir de la información aportada por dicho conjunto de variables.

EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN MÚLTIPLE Y ANÁLISIS DE LA VARIANZA EN EL MODELO MÚLTIPLE

El coeficiente de correlación múltiple, $\rho_{Y.1\dots p}$, es una medida del grado de asociación lineal entre la variable dependiente, Y , y el conjunto de variables independientes, X_1, \dots, X_p . Es la máxima correlación entre Y y cualquier Y' que sea combinación lineal de X_1, \dots, X_p . Su valor está comprendido entre 0 y 1. Si es próximo a 1, el ajuste del plano de regresión será casi perfecto, si es próximo a 0, el plano de regresión no mejorará la predicción de Y sobre la predicción obtenida con la media muestral de Y .

El estimador muestral de $\rho_{Y.1\dots p}$ es el coeficiente de correlación múltiple muestral, R . En el caso particular de una única variable independiente, el coeficiente de correlación múltiple coincide con el valor absoluto del coeficiente de correlación simple.

El modelo múltiple la variabilidad total puede descomponerse en la variabilidad explicada por la regresión y la variabilidad residual:

$$SC_{\text{total}} = SC_{\text{reg}} + SC_{\text{res}}$$

donde:

- SC_{total} mide las desviaciones de las observaciones, y_i , a la media muestral de Y .
- SC_{reg} mide las desviaciones de las estimaciones mediante el modelo de regresión lineal, \hat{y}_i , a la media muestral de Y .
- SC_{res} mide las desviaciones de las observaciones, y_i , a las estimaciones mediante el modelo de regresión lineal, \hat{y}_i .

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Medias de cuadrados	Estadístico F
Regresión	SC_{reg}	p	$MC_{\text{reg}} = \frac{SC_{\text{reg}}}{p}$	$F = \frac{MC_{\text{reg}}}{MC_{\text{res}}}$
Residual	SC_{res}	$n - p - 1$	$MC_{\text{res}} = \frac{SC_{\text{res}}}{n - p - 1}$	
Total	SC_{total}	$n - 1$		

Tabla 6.5.2. Análisis de la varianza para el modelo de regresión lineal

La tabla del análisis de la varianza *Tabla 6.5.2.* se construye a partir de esta descomposición y proporciona el estadístico F que permite contrastar la hipótesis nula de que la pendiente del plano de regresión es igual a cero, es decir:

$$H_0: \beta_1 = \dots = \beta_p = 0$$

Además, se verifica que:

$$R^2 = \frac{SC_{\text{reg}}}{SC_{\text{tot}}}$$

donde R^2 es el cuadrado del coeficiente de correlación múltiple muestral, estimación del cuadrado del coeficiente de correlación múltiple, $\rho_{Y.1\dots p}^2$, al que se denomina coeficiente de determinación. Es decir, el coeficiente de determinación se define a partir de la correlación múltiple ρ y, en el caso particular de una única variable independiente, coincidirá con el cuadrado del coeficiente de correlación simple. La generalización de la interpretación del coeficiente de determinación al caso múltiple es automática: proporción de variabilidad total de la variable dependiente explicada mediante el plano de regresión. La hipótesis nula anterior es entonces equivalente a:

$$H_0: \rho_{Y.1\dots p}^2 = 0$$

o, lo que es lo mismo, a la hipótesis de que Y está incorrelada con cualquier combinación lineal del conjunto de variables X_1, \dots, X_p .

Los resultados del análisis de la varianza se proporcionan en la *tabla "Anova" (Tabla 6.5.1.b)*. El p -valor asociado al estadístico F ("*Sig* = 0,000") es menor que 0,05, luego, al nivel de significación 0,05, se rechazará la hipótesis nula de que la pendiente del plano de regresión es igual a cero:

$$H_0: \beta_1 = \beta_2 = 0$$

siendo las estimaciones de β_1 y β_2 :

$$B_1 = 1,8445 \times 10^{-4} \text{ y } B_2 = 3,366$$

Equivalentemente, se rechazará la hipótesis nula de que la variable *Energía_neta* está incorrelada con cualquier combinación lineal de las variables *Superficie* y *Almacenamiento*. Concretamente, el grado de asociación lineal entre *Energía_neta* y las variables *Superficie* y *Almacenamiento* es 0,910 (en la *Tabla 5.5.1.a "Resumen del modelo"*) y la proporción de variabilidad explicada mediante el plano de regresión es $R^2 = 0,828$. Teniendo cuenta que, cuando *Superficie* era la única variable independiente, el coeficiente de determinación era igual a 0,884 (*Tabla 6.4.1.a Resumen del modelo*), al considerar la información proporcionada por la variable *Almacenamiento*, la proporción de variabilidad explicada ha aumentado en 0,026 aproximadamente.

El coeficiente de determinación presenta el inconveniente de que, a mayor número de variables en el modelo, mayor es su valor, por lo que, en general, se considera que R^2 tiende a sobrestimar el verdadero valor de $\rho_{Y.1\dots p}^2$. El coeficiente de determinación ajustado por el

número de observaciones y el número de variables independientes incluidas en la ecuación de regresión:

$$R_a^2 = \frac{(n-1)R^2 - p}{n-1-p}$$

corrige la sobrestimación de R^2 .

Comparando el coeficiente de determinación ajustado para el modelo con dos variables, R cuadrado corregida = 0,828 (Tabla 6.5.1.a Resumen del modelo), con el del modelo con una única variable, R cuadrado corregida = 0,781 (Tabla 6.4.1.a Resumen del modelo), podemos concluir que, al introducir la información de la variable *Almacenamiento*, la variabilidad explicada ha aumentado en un porcentaje del 4.7%.

En este caso, la mejora parece bastante considerable. Sin embargo, puede suceder que, a pesar de que el coeficiente de determinación ajustado sea algo mayor, el incremento no sea lo suficientemente grande como para considerar la información de la segunda variable. En este sentido, se debe analizar la información proporcionada por cada variable en particular.

ESTADÍSTICOS PARA LAS VARIABLES INDEPENDIENTES

Una alternativa para comparar la contribución de las distintas variables al modelo sería comparar los coeficientes correspondientes en la ecuación de regresión: a mayor coeficiente, mayor influencia de los valores de la variable correspondiente en la estimación del valor de la variable dependiente. Sin embargo, los coeficientes de la ecuación de regresión presentan el inconveniente de que su magnitud es relativa. Teniendo en cuenta que el coeficiente asociado a una variable independiente es igual al incremento (positivo o negativo) que se produciría en la variable dependiente al variar en una unidad el valor independiente, un mismo coeficiente para dos variables en distintas unidades de medida podría indicar una importancia relativa muy distinta.

En el sentido anterior, para eliminar el efecto de las distintas unidades de medida de las variables independientes, sería más adecuado considerar los coeficientes de regresión tipificados. Los coeficientes de regresión tipificados son los coeficientes de las variables cuando la ecuación de regresión se expresa como función de las variables tipificadas. Dado que al tipificar las variables se homogeniza la unidad de medida, el coeficiente de regresión tipificado se puede interpretar como una medida de la contribución relativa de la variable correspondiente al modelo. El plano de regresión construido a partir de la tipificación de las variables pasará por el origen y, por tanto, el coeficiente correspondiente al término independiente será igual a cero.

Según esto, dado que el coeficiente de regresión tipificado para la variable *Superficie*, $Beta = 0,609$ en la Tabla 6.5.1.c Coeficientes, es mayor, en valor absoluto, que el de la variable *Almacenamiento*, $Beta = 0,350$ en la Tabla 6.5.1.c Coeficientes, la contribución de la primera variable al modelo será mayor.

El hecho de que una variable contribuya más que otra no significa necesariamente que su contribución sea grande. Podría suceder que la contribución de las dos fuera pequeña. Mediante el estadístico F asociado a la descomposición de la varianza contrastamos la hipótesis nula de que la pendiente del plano de regresión era igual a cero:

$$H_0 = \beta_1 = \dots = \beta_p = 0$$

El rechazar esta hipótesis no implica que, aunque el conjunto de las variables independientes mejore la estimación de los valores de la variable dependiente respecto a la media, todas ellas contribuyan a la mejora. Para comprobarlo, se contrastará la hipótesis anterior sobre cada parámetro en particular:

$$H_0: \beta_i = 0 \quad \forall i = 1, \dots, p$$

En este caso, la hipótesis nula significa que la variable X_i no mejora la predicción de Y sobre la regresión obtenida con las $p - 1$ variables restantes. El estadístico de contraste (t) es igual a:

$$\frac{B_i}{S_{B_i}}$$

donde S_{B_i} es el error típico del coeficiente B_i . Si el p -valor asociado al estadístico de contraste t es menor que α , se rechazará la hipótesis nula al nivel de significación α .

La hipótesis nula anterior también podría plantearse para el término independiente del modelo:

$$H_0: \beta_0 = 0$$

En este caso, se interpretaría como que el plano de regresión pasa por el origen.

Tanto para cada una de las variables *Superficie* y *Almacenamiento* como para el término independiente, el p -valor asociado al estadístico t , *Sig.* = 0,000 en *Tabla 6.5.1c. Coeficientes*, en los tres casos es menor que 0,05. Luego, al nivel de significación 0,05, la hipótesis nula correspondiente puede ser rechazada en los tres casos. En consecuencia, la contribución de cualquiera de las dos variables es significativamente distinta de cero y, además el plano de regresión no pasa por el origen.

A continuación se analizará de forma gráfica el hecho de que introducir una segunda variable en el modelo aporte nueva información. En la *Figuras 6.5.1 y 6.5.2* se muestran la representación de los gráficos de residuos parciales.

Gráfico de regresión parcial

Variable dependiente: *Energia_neta*

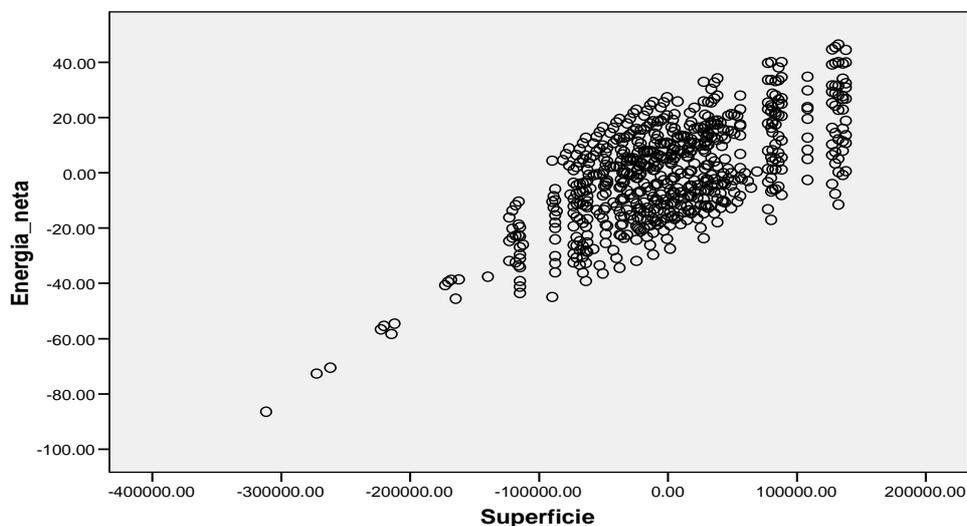


Figura 6.5.1. Gráfico de regresión parcial. Residuos sobre *Superficie*.

En la *Figura 6.5.1* se representan los residuos de la regresión de la variable *Energía_neta* sobre la variable *Superficie* frente a los residuos de la regresión de la variable *Almacenamiento* sobre la variable *Superficie*.

En el gráfico que se presenta en la *Figura 6.5.2*, se realiza el mismo tipo de representación que en la figura anterior, pero en este caso son los residuos de la variable *Energía_neta* sobre la variable *Almacenamiento* los que se representan frente a los residuos de la regresión de la variable *Superficie* sobre la variable *Almacenamiento*.

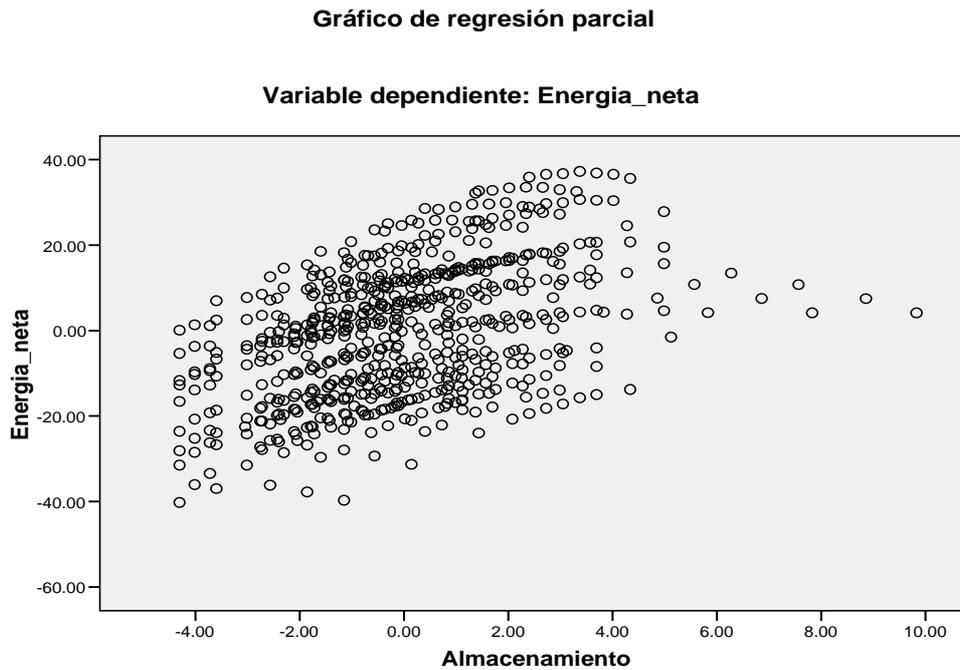


Figura 6.5.2. Gráfico de regresión parcial. Residuos sobre Almacenamiento.

Estos gráficos permiten analizar la asociación entre la variable dependiente y cada una de las independientes después de eliminar el efecto de las restantes independientes. Así, en el caso del gráfico de la *Figura 6.5.1*, el que la nube de puntos se concentre en una recta con pendiente distinta de cero significa que la información de la variable dependiente no aportada por la variable *Superficie* está muy relacionada con la información que no presentan en común las variables *Almacenamiento* y *Superficie*. En consecuencia, la variable *Almacenamiento* añade información respecto a la aportada por la variable *Superficie*. Análogamente, mediante el gráfico de la *Figura 6.5.2*, también se habría llegado a la conclusión de que la variable *Superficie* hubiera añadido información a la aportada por la variable *Almacenamiento*, en el supuesto caso de que ésta hubiera sido elegida en primer lugar. Para medir cuál de las dos variables añade más información a la proporcionada por la otra, bastaría con calcular la correlación entre los residuos del gráfico correspondiente, denominada correlación parcial entre variable dependiente y la variable independiente en ordenadas, después de eliminar el efecto de la otra variable independiente.

En el siguiente apartado se procede a realizar el cálculo de dichas correlaciones parciales.

EL COEFICIENTE DE CORRELACIÓN PARCIAL

Dada una variable dependiente, Y , y un conjunto de variables independientes, X_1, \dots, X_p , todas ellas medidas en escala de intervalo o de razón, el coeficiente de correlación parcial, $r_{YX_j.C}$, entre la variable dependiente y una de las independientes, X_j , mide el grado de asociación lineal del conjunto de las $p - 1$ restantes variables independientes, al que denominaremos C . Los valores del coeficiente de correlación parcial se interpretan igual que los del coeficiente de correlación simple. El estimador muestral para $\rho_{YX_j.C}$ es el coeficiente de correlación parcial muestral, $r_{YX_j.C}$.

Para determinar si el grado de asociación lineal entre las variables Y y X_j , después de eliminar el efecto de las restantes variables independientes, es estadísticamente significativo, se puede plantear la hipótesis nula de que el coeficiente de correlación parcial es igual a cero:

$$H_0: \rho_{YX_j.C} = 0$$

El estadístico de contraste se construye a partir del coeficiente de correlación parcial muestral, $r_{YX_j.C}$, del tamaño de la muestra, n , y del número de variables independientes en el conjunto C , $k = p - 1$. Si el p -valor asociado es menor que α , se rechazará la hipótesis nula a nivel de significación α .

Al calcular la matriz de correlaciones entre las variables *Energía_neta*, *Superficie*, *Almacenamiento*, *Latitud* e *Irradiación* (Tabla 6.3.1. *Matriz de correlaciones*), la variable más correlada con *Energía_neta* era *Superficie*, seguida de *Almacenamiento*, razón por la que el primer modelo de regresión múltiple se ha construido con dichas variables independientes. Sin embargo, es posible y de hecho se verá en posteriores estudios, que la variable *Almacenamiento*, a pesar de estar más correlada con la variable *Energía_neta* que las variables *Irradiación* y *Latitud*, añade menos información a la previamente aportada por *Superficie* que cualquiera de estas dos. En otras palabras, puede suceder que la correlación parcial entre las variables *Energía_neta* y *Almacenamiento*, después de eliminar el efecto de la variable *Superficie*, sea menor, en valor absoluto, que la correlación parcial considerando cualquiera de las otras dos variables. Teniendo en cuenta esta observación, se va a comprobar, calculando las correlaciones parciales entre *Energía_neta* y *Almacenamiento*, *Latitud* e *Irradiación*, eliminando el efecto de *Superficie*, que la variable independiente más adecuada para construir el modelo de regresión múltiple con dos variables es *Almacenamiento*.

Los resultados de la matriz de correlaciones parciales entre las variables *Energía_neta*, *Almacenamiento*, *Latitud* e *Irradiación*, después de eliminar el efecto de *Superficie*, se disponen en la Tabla 6.5.3. La matriz de correlaciones parciales es una matriz simétrica respecto a la diagonal principal, por lo que basta con analizar los elementos situados por encima o por debajo de ella. Si centramos nuestra atención en la relación entre la variable dependiente *Energía_neta* y cada una de las independientes, se puede observar que en todos los casos el tamaño muestral es el mismo y que, por tanto, los distintos valores son comparables, la máxima correlación parcial muestral, en valor absoluto, corresponde a *Irradiación*, con un valor para el coeficiente de correlación parcial muestral igual a 0,821.

Correlaciones

Variables de control			Energía_neta	Almacenamiento	Irradiación	Latitud
Superficie	Energía_neta	Correlación	1.000	.464	.821	-.310
		Significación (bilateral)	.	.000	.000	.000
		gl	0	642	642	642
Almacenamiento	Almacenamiento	Correlación	.464	1.000	.101	-.059
		Significación (bilateral)	.000	.	.010	.133
		gl	642	0	642	642
Irradiación	Irradiación	Correlación	.821	.101	1.000	-.001
		Significación (bilateral)	.000	.010	.	.980
		gl	642	642	0	642
Latitud	Latitud	Correlación	-.310	-.059	-.001	1.000
		Significación (bilateral)	.000	.133	.980	.
		gl	642	642	642	0

Tabla 6.5.3 Matriz de correlaciones parciales entre las variables Energía_neta, Almacenamiento, Latitud e Irradiación, eliminando el defecto de la variable Superficie

Para determinar si el valor 0,821 indica que la asociación lineal es estadísticamente significativa, se contrastará la hipótesis nula de que no existe asociación:

$$H_0: \rho_{LNEnergía_netaIrradiación \cdot Superficie} = 0$$

El *p*-valor asociado al estadístico de contraste (Significación (bilateral)=0,000) es menor que 0,05, luego al nivel de significación 0,05, rechazaremos la hipótesis nula.

La mayor asociación detectada con *Energía_neta*, después de eliminar el efecto de *Superficie*, corresponde a *Irradiación*. Luego cuando se construyó el modelo de regresión múltiple con dos variables, las variables con las que se debería de haber trabajado, eran *Superficie* e *Irradiación* en vez de *Almacenamiento*. Para mejorar el modelo introduciendo una tercera variable, se debe proceder del mismo modo: se calcula la correlación parcial entre la variable *Energía_neta* y cada una de las dos variables restantes que en este caso son *Almacenamiento* y *Latitud*, eliminando el efecto de las variables *Superficie* e *Irradiación*. Se seleccionará aquella variable que presente máxima correlación en valor absoluto.

En otras palabras, el modelo de regresión múltiple se puede construir paso a paso, seleccionando en cada uno de ellos la variable que más información añade a la aportada por las variables previamente seleccionadas. Esto será lo que se trate en el apartado que se presenta a continuación.

EL MÉTODO STEPWISE

El método Stepwise es un método de construcción de la ecuación de regresión lineal múltiple que selecciona las variables paso a paso. Frente a otros métodos, presenta la ventaja de admitir que una variable seleccionada en un paso puede ser eliminada otro posterior.

Tanto para establecer si la información que aportará una nueva variable al ser seleccionada es significativa como para establecer si la de una variable previamente seleccionada es redundante, habrá que fijar algún criterio.

En el apartado *Estadísticos para las variables independientes* se analizó, mediante el p -valor asociado al estadístico t , si la información proporcionada por cada una de las variables podía ser redundante. En este sentido, un posible criterio de salida sería eliminar aquella variable tal que el p -valor asociado, o probabilidad de salida, fuera máximo, siempre y cuando superara un mínimo valor. Análogamente, si la variable X_j es la candidata a ser seleccionada en ese paso, un posible criterio de entrada se basa en el p -valor asociado al estadístico t para contrastar la hipótesis:

$$H_0: \beta_j = 0$$

siendo β_j el parámetro asociado a X_j en el supuesto caso de que fuera seleccionada. En dicho caso, la ecuación se construiría con X_j y con todas las previamente seleccionadas. Si el p -valor, o probabilidad de entrada, es menor que un determinado valor crítico la variable será seleccionada. Con la finalidad de que una variable no pueda entrar y salir de la ecuación en dos pasos consecutivos, el valor crítico de la probabilidad de salida debe ser mayor que el de la probabilidad de entrada (si no se indica lo contrario, el valor crítico de la probabilidad de entrada será igual a 0,05, mientras que el de la probabilidad de salida será igual a 0,1). En cualquier caso, para evitar que el proceso de selección se convierta en un proceso cíclico, es conveniente establecer un límite para el número de pasos (si no se indica lo contrario, el doble del número de variables independientes).

Otra ventaja del método Stepwise es que el proceso de selección puede comenzar a partir de la ecuación construida con un subconjunto de las variables independientes e, incluso, con todas ellas. En dicho caso, el proceso comenzaría eliminando variables. El hecho de introducir simultáneamente dos o más variables presenta el riesgo de que alguna de ellas pueda ser una combinación lineal de las restantes. En dicho caso, las estimaciones de los parámetros del modelo no serían fiables. Para evitar esta situación, se utilizará el criterio de la tolerancia.

La tolerancia de una variables X_j con las variables $X_1, \dots, X_{j-1}, X_{j+1}, \dots, X_p$ se define como:

$$Tol_j = 1 - R_j^2$$

donde R_j^2 es el cuadrado del coeficiente de correlación múltiple entre X_j y $X_1, \dots, X_{j-1}, X_{j+1}, \dots, X_p$. Si el valor de la tolerancia es próximo a 0, la variable X_j será casi una combinación lineal de las restantes variables, y si es próximo a 1, la variable X_j puede reducir parte de la variabilidad de Y no explicada por las restantes. Teniendo en cuenta esta definición, antes de construir la ecuación deberá superar un cierto valor mínimo. Por otro lado,

al entrar la variable, la tolerancia de cualquier variable en la ecuación con las restantes también deberá superar ese mínimo valor.

Concretando, si el proceso comienza sin ninguna variable en la ecuación, el método Stepwise consiste en:

1. En el primer paso se introduce la variable más correlada con la dependiente, siempre que verifique el criterio de entrada. En caso contrario, el proceso finalizará sin que ninguna variable sea seleccionada y, en consecuencia, no tendrá sentido construir el modelo de regresión lineal a partir de la información de las variables independientes.
2. En el segundo paso se introduce la variable con mayor coeficiente de correlación parcial con la dependiente respecto de la independiente introducida en el primer paso, siempre que verifique el criterio de entrada. En caso contrario, el proceso finalizará y el modelo de regresión lineal será un modelo simple construido a partir de la información de la variable independiente introducida en el primer paso.
3. En el siguiente paso se introduce la variable con mayor correlación parcial con la dependiente respecto de las independientes que se encuentran en la ecuación, siempre que verifique el criterio de entrada. Si al introducir una variable, alguna de las previamente incluidas verifica el criterio de salida, antes de proceder a la selección de una nueva se eliminarán, paso a paso, las variables que verifiquen el criterio de salida.
4. Cuando ninguna variable en la ecuación verifique el criterio de salida se vuelve a la etapa 3. La etapa 3 se repite hasta que ninguna variable fuera de la ecuación satisfaga el criterio de entrada y ninguna de las variables en la ecuación satisfaga el de salida, o se alcance el máximo número de pasos.

Por otro lado, si el proceso comienza con alguna variable en la ecuación, antes de intentar introducir alguna más, se tratará de eliminar a las que están.

Los resultados del método de Stepwise para la selección de las variables se disponen en las *Tablas 6.5.4.a, b y c*.

Variables introducidas/eliminadas(a)

Modelo	Variables introducidas	Variables eliminadas	Método
1	Superficie	.	Por pasos (criterio: Prob. de F para entrar \leq .050, Prob. de F para salir \geq .100).
2	Irradiación	.	Por pasos (criterio: Prob. de F para entrar \leq .050, Prob. de F para salir \geq .100).
3	Almacenamiento	.	Por pasos (criterio: Prob. de F para entrar \leq .050, Prob. de F para salir \geq .100).
4	Latitud	.	Por pasos (criterio: Prob. de F para entrar \leq .050, Prob. de F para salir \geq .100).

a Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.4.a. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Variables introducidas/eliminadas

Coefficientes^a

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	t	Sig.
		B	Error típ.	Beta		
1	(Constante)	12.407	2.507		4.949	.000
	Superficie	2.68E-004	.000	.884	47.941	.000
2	(Constante)	-150.581	4.699		-32.043	.000
	Superficie	2.77E-004	.000	.914	86.452	.000
	Irradiacion	.080	.002	.385	36.417	.000
3	(Constante)	-125.301	3.658		-34.251	.000
	Superficie	2.07E-004	.000	.684	53.778	.000
	Irradiacion	.076	.002	.367	46.505	.000
	Almacenamiento	2.793	.122	.291	22.902	.000
4	(Constante)	-20.667	5.230		-3.952	.000
	Superficie	2.11E-004	.000	.697	74.332	.000
	Irradiacion	.076	.001	.367	63.331	.000
	Almacenamiento	2.668	.090	.278	29.689	.000
	Latitud	-2.723	.117	-.135	-23.332	.000

a. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.4.b. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Coeficientes

Variables excluidas^d

Modelo		Beta dentro	t	Sig.	Correlación parcial	Estadísticos de colinealidad
						Tolerancia
1	Irradiacion	.385 ^a	36.417	.000	.821	.994
	Latitud	-.145 ^a	-8.269	.000	-.310	1.000
	Almacenamiento	.350 ^a	13.274	.000	.464	.384
2	Latitud	-.145 ^b	-16.320	.000	-.542	1.000
	Almacenamiento	.291 ^b	22.902	.000	.671	.380
3	Latitud	-.135 ^c	-23.332	.000	-.678	.996

a. Variables predictoras en el modelo: (Constante), Superficie

b. Variables predictoras en el modelo: (Constante), Superficie, Irradiacion

c. Variables predictoras en el modelo: (Constante), Superficie, Irradiacion, Almacenamiento

d. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.4.c. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Variables excluidas

Se observa (*Modelo1* de la *Tabla 6.5.4.b*) que la primera variable seleccionada es *Superficie*, la más correlada con *Energía_neta*. En consecuencia, la ecuación de regresión lineal simple y los resultados asociados coinciden prácticamente con los de la *Tabla 6.4.1.a*.

En el siguiente paso, de entre las restantes variables independientes (*Modelo 1* de la *Tabla 6.5.4.c*), la variable candidata a entrar es la que presenta mayor correlación parcial en valor absoluto (igual a $0,821$), *Irradiación*. Además, la probabilidad de entrada, o *p-valor* asociado al estadístico *t*, (*Sig.=0,000*), es menor que $0,05$. En consecuencia, no sólo es la candidata, sino que entrará en el segundo paso.

Se observa que, como era de esperar, el valor del estadístico *t* correspondiente a la variable *Irradiación* (cuyo valor es $36,417$) es el mismo antes y después de que la variable haya sido introducida en la ecuación (*Modelo 2* de la *Tabla 6.5.4.b*). En el segundo paso, las variables incluidas en la ecuación son *Superficie* e *Irradiación*.

Una vez seleccionada una variable, el siguiente paso sería, en general, tratar de eliminar variables. La variables candidata a ser eliminada es aquella que presenta la máxima de probabilidad de salida, o máximo *p-valor* asociado al estadístico *t*, o lo que es lo mismo, el mínimo valor absoluto de *t*; en este caso *Irradiación*. Pero, dado que la probabilidad de salida es menor que $0,1$, no se eliminará.

Una vez comprobado que ninguna variable puede ser eliminada, se analiza si la variable candidata a ser seleccionada, la que presenta mayor correlación parcial en valor absoluto, puede serlo. La candidata es *Almacenamiento*, con un valor para el coeficiente de correlación parcial de $0,464$. Su probabilidad de entrada, o *p-valor* asociado al estadístico *t* (*Sig.=0,000*), es menor que $0,05$. Por tanto, es candidata y además entrará en el tercer paso.

En el tercer paso, las variables incluidas en la ecuación son *Superficie*, *Irradiación* y *Almacenamiento*. A continuación, se plantea el eliminar variables. La variable candidata a ser eliminada es aquella que presenta la máxima probabilidad de salida, que en este caso es *Almacenamiento*. Pero dado, que la probabilidad de salida es menor que $0,1$, no será eliminada.

La última variable candidata a ser seleccionada para el modelo es *Latitud*. Se procederá de la misma forma que se ha hecho con el resto de variables. Se observa su probabilidad de entrada y resulta menor que $0,05$ por lo que no sólo es candidata, sino que entrará en el cuarto paso del método Stepwise.

En este cuarto paso, se cuenta con todas las variables introducidas en la ecuación, éstas son, *Superficie*, *Irradiación*, *Almacenamiento* y *Latitud*. Se comprueba si alguna de estas variables puede ser eliminada. La candidata a ser eliminada es la última en entrar, *Latitud*. Se observa, para esta variable que la probabilidad de salida es menor de $0,1$, por tanto no se elimina. En consecuencia, dado que ninguna variable más puede ser eliminada o seleccionada, el proceso finaliza con todas nuestras variables iniciales, *Superficie*, *Irradiación*, *Almacenamiento* y *Latitud*, incluidas en la ecuación.

En las Tablas *6.5.5.a* y *b* se muestran los resultados finales de la regresión lineal múltiple de la variable *Energía_neta* sobre las variables *Superficie*, *Irradiación*, *Almacenamiento* y *Latitud*.

Resumen del modelo^f

Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado corregida	Error típ. de la estimación
1	.884 ^a	.781	.781	15.55825
2	.964 ^b	.929	.928	8.89264
3	.980 ^c	.961	.961	6.59993
4	.989 ^d	.979	.979	4.85534

- a. Variables predictoras: (Constante), Superficie
 b. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación
 c. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación, Almacenamiento
 d. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación, Almacenamiento, Latitud
 e. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.5.a Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Resumen del modelo

ANOVA^e

Modelo		Suma de cuadrados	gl	Media cuadrática	F	Sig.
1	Regresión	556337.164	1	556337.164	2298.353	.000 ^a
	Residual	155643.952	643	242.059		
	Total	711981.117	644			
2	Regresión	661212.401	2	330606.201	4180.708	.000 ^b
	Residual	50768.715	642	79.079		
	Total	711981.117	644			
3	Regresión	684059.759	3	228019.920	5234.730	.000 ^c
	Residual	27921.358	641	43.559		
	Total	711981.117	644			
4	Regresión	696893.571	4	174223.393	7390.398	.000 ^d
	Residual	15087.545	640	23.574		
	Total	711981.117	644			

- a. Variables predictoras: (Constante), Superficie
 b. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación
 c. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación, Almacenamiento
 d. Variables predictoras: (Constante), Superficie, Irradiación, Almacenamiento, Latitud
 e. Variable dependiente: Energía_neta

Tabla 6.5.5.b. Regresión lineal múltiple de la variable Energía_neta sobre las variables Superficie, Almacenamiento, Irradiación y Latitud. Anova

El grado de asociación lineal entre la variable dependiente y el conjunto formado por las variables *Superficie*, *Irradiación*, *Almacenamiento* y *Latitud* es próximo a 1 ($R=0,989$ en la Tabla 6.5.5.a. para el Modelo 4). Por otro lado, la proporción de variabilidad de la variable dependiente explicada, mediante el modelo lineal, por el conjunto de las cuatro variables es muy alta (R cuadrado corregida=0,979).

La ecuación de regresión obtenida se monta con los coeficientes que se obtuvieron y se han representado en la *Tabla 6.5.4.b*:

$$\widehat{Energía_neta} = B_1 Superficie + B_2 Irradiación + \\ + B_3 Almacenamiento + B_4 Latitud + B_0$$

Sustituyendo los valores de dicha tabla se obtiene la siguiente ecuación que representa la estimación de la energía neta:

$$\widehat{Energía_neta} = 2,11 \times 10^{-4} Superficie + 0,076 Irradiación \\ + 2,668 Almacenamiento - 2,723 Latitud - 20,667$$

7. ANÁLISIS MEDIANTE TABLECURVE 3D

7.1. INTRODUCCIÓN

El programa TableCurve 3D permite ajustar la superficie a la vez que permite encontrar la ecuación más adecuada para describir los datos empíricos en tres dimensiones. Para ello utiliza un subprocedimiento que utiliza un ajuste de más de 36000 ecuaciones a partir de las 453.697.387 ecuaciones incluidas en el programa.

Una vez que los datos en cada una de las dimensiones se han ajustado, el programa automáticamente clasifica y dibuja las ecuaciones ajustadas mediante criterios estadísticos, normalmente mayor valor de r^2 , pudiéndose así visualizar la superficie que mejor se ajusta a los datos empíricos con los que se ha trabajado.

Una vez llegados a este punto, las herramientas que proporciona TableCurve3D permiten localizar el modelo que mejor se adapta a los datos obtenidos de forma experimental.

7.2. ANÁLISIS DE DATOS

Pese a la gran potencia de la herramienta en el ajuste de superficies, resulta insuficiente para el caso de estudio de este proyecto, ya que sólo permite el estudio de la dependencia respecto de dos variables y nosotros disponemos de cuatro variables independientes, Superficie del campo solar, Irradiación, Almacenamiento y Latitud. Por lo tanto habrá que fijar en cada caso dos de estas variables para después proceder a la representación de las diferentes superficies respecto de las dos variables independientes que hayan quedado sin fijar.

El hecho anterior supone, respecto del análisis de regresión lineal múltiple, que pese a que se puede alcanzar una mayor exactitud en el ajuste ya que las ecuaciones con las que cuenta el programa tienen una mayor complejidad, la expresión que se obtiene no es tan versátil como a la que se llega mediante el estudio de regresión lineal.

A continuación se procederá al estudio de los datos obtenidos en las simulaciones mediante el programa TableCurve3D.

LATITUD 37. IRRADIACIÓN 2000 kWh/m²

En la *Figura 7.2.1*, se han representado para los valores de latitud 37° e irradiación 2000 kWh/m², los resultados que las simulaciones proporcionan para la producción neta de energía (GWh) como función de la superficie del campo solar (m²) y de la capacidad de almacenamiento (h). La razón por la que se representan estos datos y no otros es que son los más representativos de una planta que operase en Andalucía.

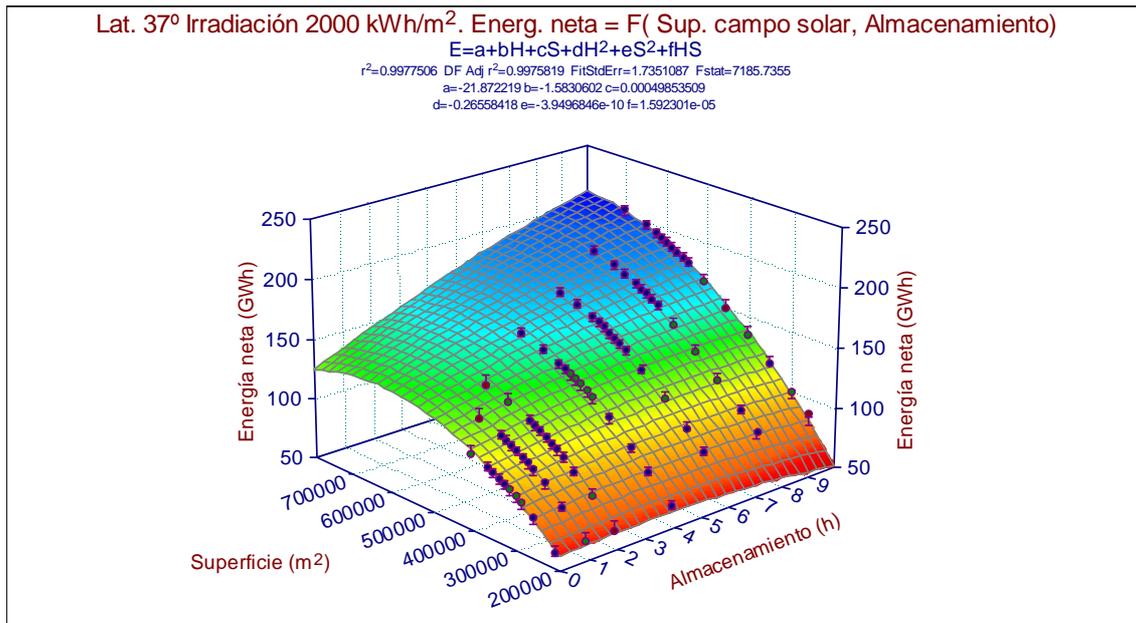


Figura 7.2.1. Representación mediante TableCurve 3D. Latitud 37° e Irradiación 2000 kWh/m²

A parte de las tendencias obvias como son que conforme aumenta la superficie aumenta la producción y que lo mismo ocurre con la capacidad de almacenamiento, se observa que para cada almacenamiento, conforme se aumenta la superficie, el aumento que experimenta la producción es cada vez menor hasta llegar a un valor de la superficie en que la curva de producción es prácticamente plana. Además, dicho de valor de superficie es mayor conforme aumenta la capacidad de almacenamiento.

La razón de este comportamiento es que, puesto que la potencia nominal de la turbina es de 50 MW, una vez se alcanza ésta el sistema almacena la energía si se dispone de sistema de almacenamiento; pero si no dispone de éste o bien ya se ha llenado, el sistema tiene que desenfocar lo que supone que se dispare el rechazo. Es por esto que la superficie a la cual la producción se mantiene casi constante es menor conforme menor es la capacidad de almacenamiento.

Se observa también una tendencia decreciente en la producción para valores de superficies próximas a 200000 m² conforme aumenta el almacenamiento. Esta tendencia es consecuencia del método de extrapolación que utiliza el programa, pero no se trata de una

tendencia real ya que con superficies tan pequeñas, la energía de la que se dispone no es suficiente como para utilizar un sistema de almacenamiento mayor de 4 horas.

Para cada valor de superficie, existe un valor del almacenamiento a partir del cual, incrementar la capacidad de éste no supone ningún incremento en la producción, pudiéndose ver incluso reducida el valor de ésta puesto que los autoconsumos y las pérdidas térmicas pueden crecer.

En la *Figura 7.2.2* se representa la derivada parcial de la producción neta de energía respecto de la superficie.

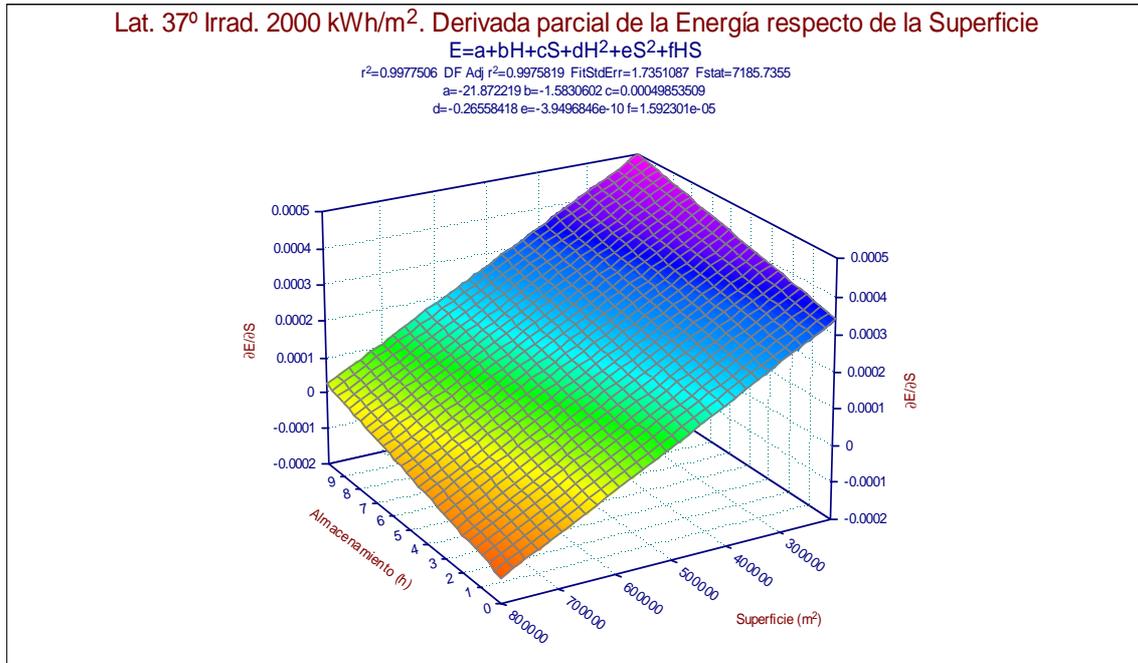


Figura 7.2.2. Latitud 37° Irradiación 2000 kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie

Teniendo que la derivada parcial representa la tasa o razón de cambio instantáneo de la función respecto de la variable que se está calculando la derivada. Se observa como la tendencia que se observó en la gráfica de la *Figura 7.2.1* es también visible aquí. Para almacenamientos grandes la tasa de variación conforme aumenta la superficie se mueve desde 0.0005 hasta 0. Mientras que conforme la capacidad de almacenamiento es menor, el rango en el que se mueve la variación de la producción respecto de la superficie es menor. Hay que señalar que los valores negativos de la tasa de variación se deben a que estos valores son extrapolados y están fuera del rango de las simulaciones realizadas, el mínimo de este valor debería ser 0, lo que significaría que la superficie es plana, por lo que aumentar la superficie no supondría ningún incremento en la producción.

ALMACENAMIENTO 0 HRS. DIFERENTES VALORES DE IRRADIACIÓN

A continuación y con objeto de ilustrar el comportamiento de las centrales sin sistema de almacenamiento, se representan en la *Figura 7.2.3*. la superficie que se obtiene al ajustar los resultados obtenidos para 0 horas de almacenamiento y 1800 kWh/m² de irradiación, mediante una expresión de la producción neta de energía en función de la superficie del campo solar y de la latitud.

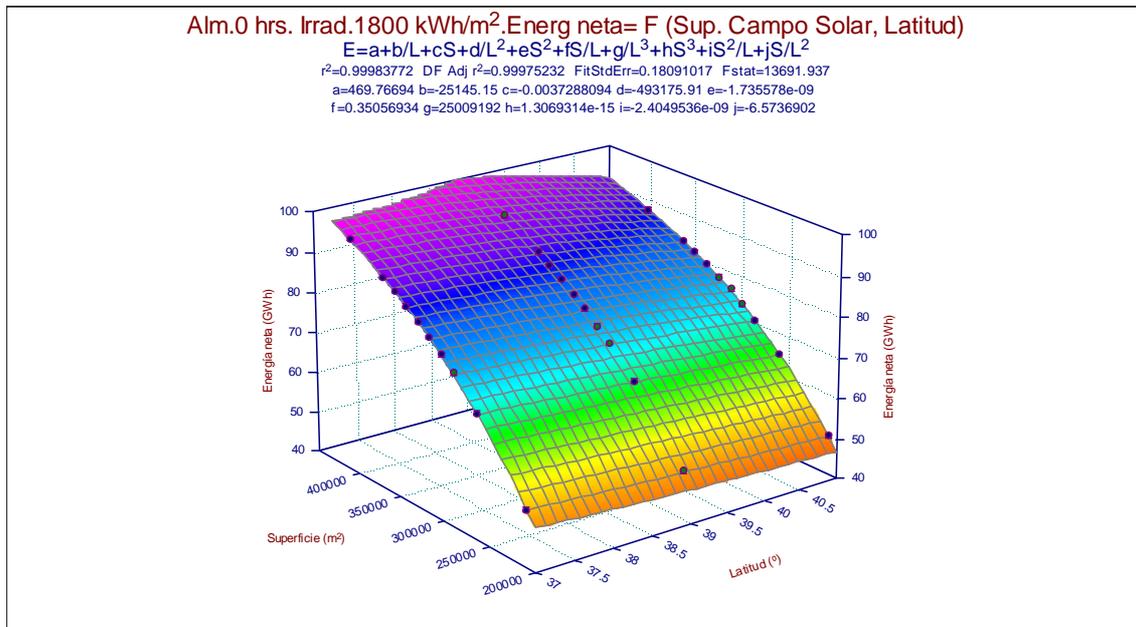


Figura 7.2.3. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 1800 kWh/m².

En la gráfica de la figura anterior, se puede destacar que en la expresión obtenida el término de la latitud siempre va en el denominador, lo que es esperable y significa que cuanto más al norte se encuentre la central, la producción neta de energía se reducirá. Este hecho también queda de manifiesto en la gráfica, ya que el moverse hacia mayores latitudes implica un decremento notable en la producción.

Otro hecho a destacar es que las curvas tienen menor pendiente conforme aumenta la latitud, el aumento de la producción para un mismo incremento de la superficie es mayor a latitudes pequeñas que en las grandes. Esto se debe a que el rendimiento óptico es menor conforme aumenta la latitud. Esto se traduce en que a latitudes mayores, el recurso neto solar es menor por lo que aunque se aumente la superficie, si no se dispone de energía no se aumentará la producción sustancialmente.

Teniendo en cuenta el concepto de derivada parcial anteriormente explicado, se representa en la *Figura 7.2.4* la derivada parcial de la producción neta respecto de la latitud.

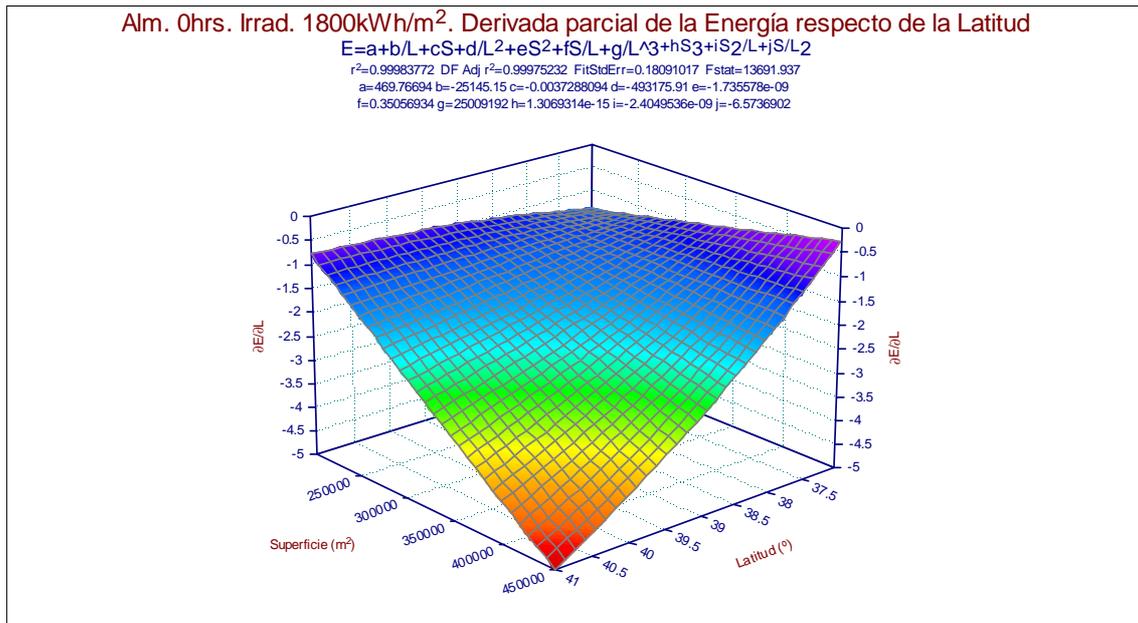


Figura 7.2.4. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 1800kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.

Todos los valores de esta gráfica son negativos, lo que es evidente, ya que un aumento de la latitud siempre supondrá un decremento en la producción neta. Según se puede observar conforme aumenta la latitud, un incremento en la latitud supondría cada vez un decremento menor en la producción. Sin embargo, si es la superficie del campo solar lo que aumenta, se observan dos tendencias distintas. En primer lugar para latitudes entorno a 37°, conforme aumenta la superficie, el decremento de la producción al aumentar la superficie es cada vez menor. Si la latitud es próxima a 41° esta tendencia cambia, ya que conforme aumenta la superficie el decremento de la producción de energía neta al aumentar la latitud es cada vez mayor, moviéndose entre unos valores de -1 a -5.

En la *Figura 7.2.5* se representa la derivada de la producción neta de energía neta respecto de la superficie. Esta derivada, como cabe esperar toma en todo momento valores positivos, puesto que un aumento en la superficie supone un aumento en la producción, aunque el valor de esta variación es menor conforme aumenta el valor de la superficie. También hay que tener en cuenta que este descenso en la variación respecto a la superficie es mayor para valores mayores de la latitud.

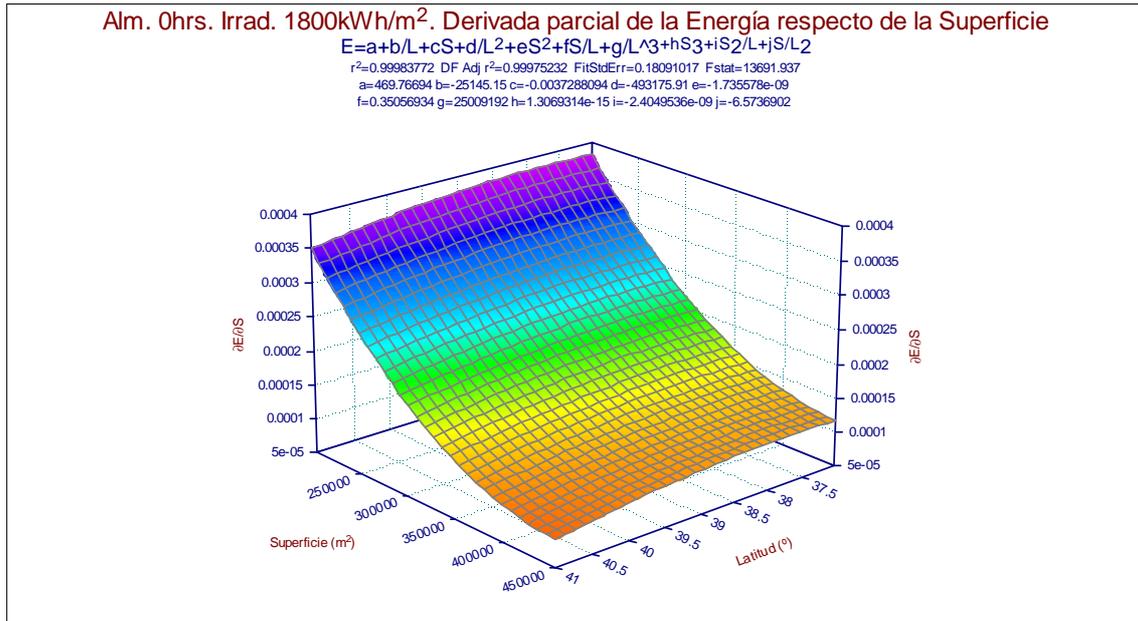


Figura 7.2.5. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 1800 kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie

Una vez estudiado el comportamiento de la producción neta de la energía eléctrica, en función de la superficie del campo solar y de la latitud a la que se encuentra la planta para un año cuya irradiación sea de 1800 kWh/m², se estudia el caso de que la irradiación fuese de 2000 kWh/m².

En las figuras que se presentan a continuación, se realiza el mismo estudio pero para valores de radiación de 2000 y 2200 kWh/m². Se puede observar, que tanto la expresión matemática que se obtiene como la forma que toman las superficies es similar a las que se han obtenido para 1800 kWh/m².

En la *Figura 7.2.6*, se observa que el cambio más apreciable, como era de esperar, es el aumento en la producción conforme aumenta el recurso solar, por lo demás, la superficie sigue las mismas tendencias observadas en la *Figura 7.2.3*.

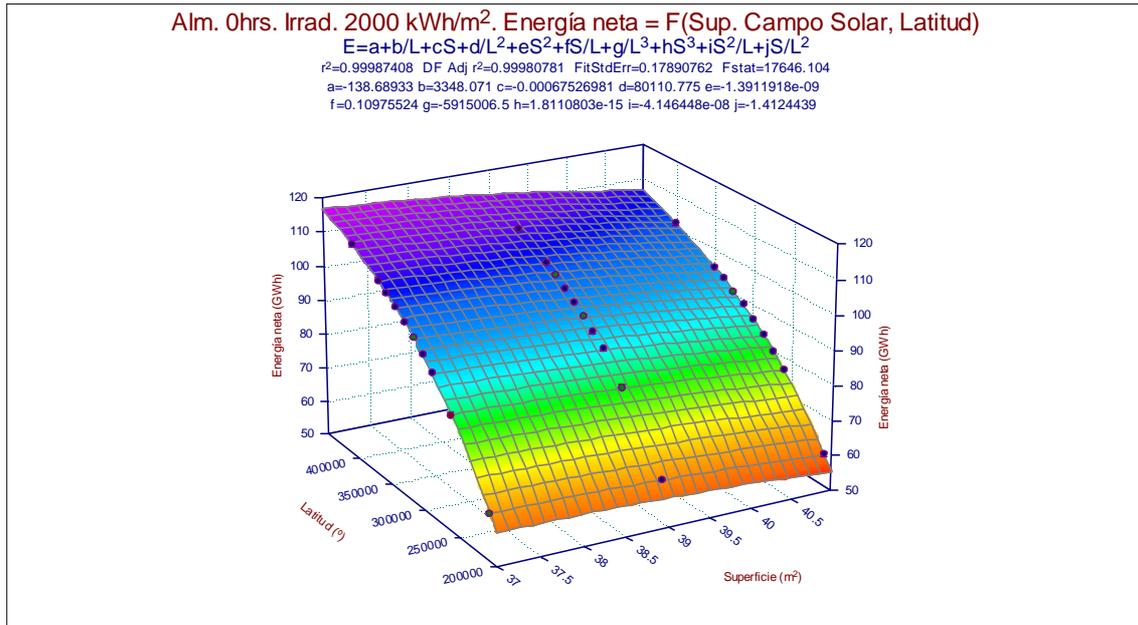


Figura 7.2.6. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 2000 kWh/m².

En la Figura 7.2.7 se muestra la superficie correspondiente a la derivada parcial de la producción con la latitud.

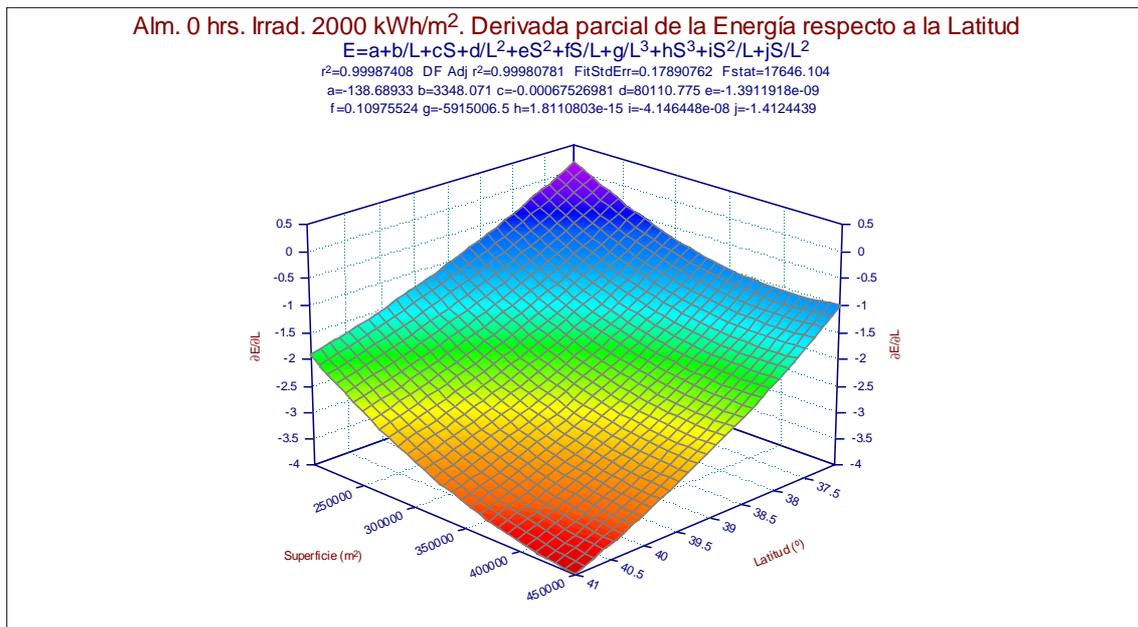


Figura 7.2.7. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2000 kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.

En este caso, tanto el moverse hacia superficies mayores como hacerlo en la latitud, supone un decremento mayor de la producción para un mismo incremento de la latitud. Pero mientras que para las latitudes más pequeñas este aumento del decremento se mueve entre valores de 0 a -1, para latitudes mayores este incremento del descenso de la producción se mueve entre -2 y -4.

En la *Figura 7.2.8.* se representa la superficie resultante de hallar la derivada parcial de la producción de energía neta respecto de la superficie.

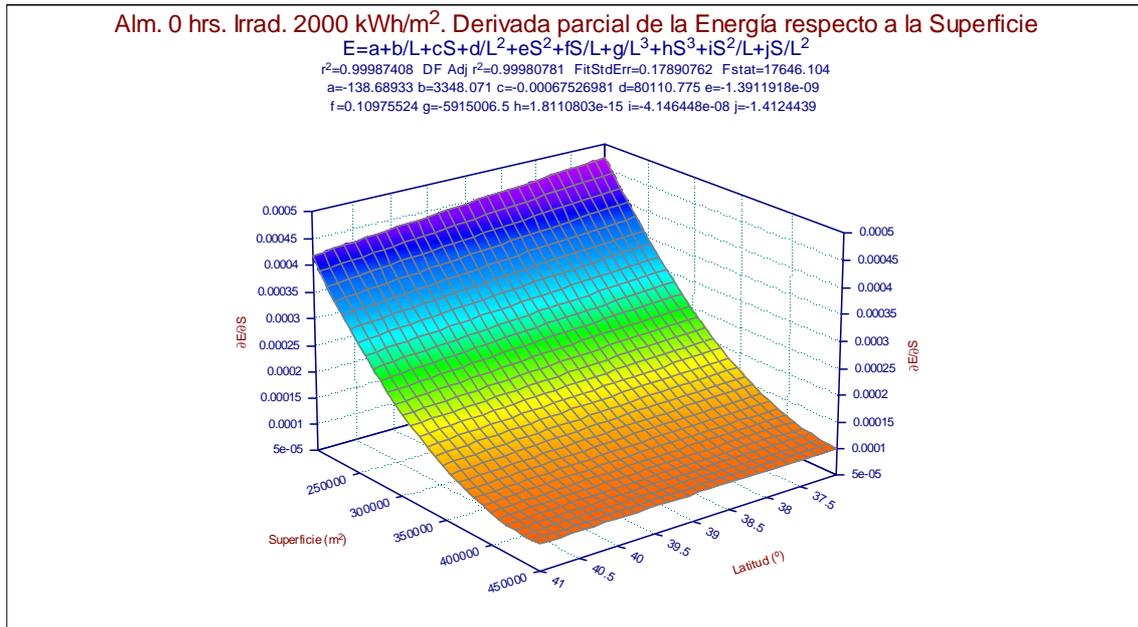


Figura 7.2.8. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2000kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.

En este caso, tanto la tendencia como los valores de las tasas de variación son similares al caso de 1800 kWh/m² (*Figura 7.2.5*).

En la *Figura 7.2.9* se representa la superficie obtenida para los valores correspondientes a 2200 kWh/m².

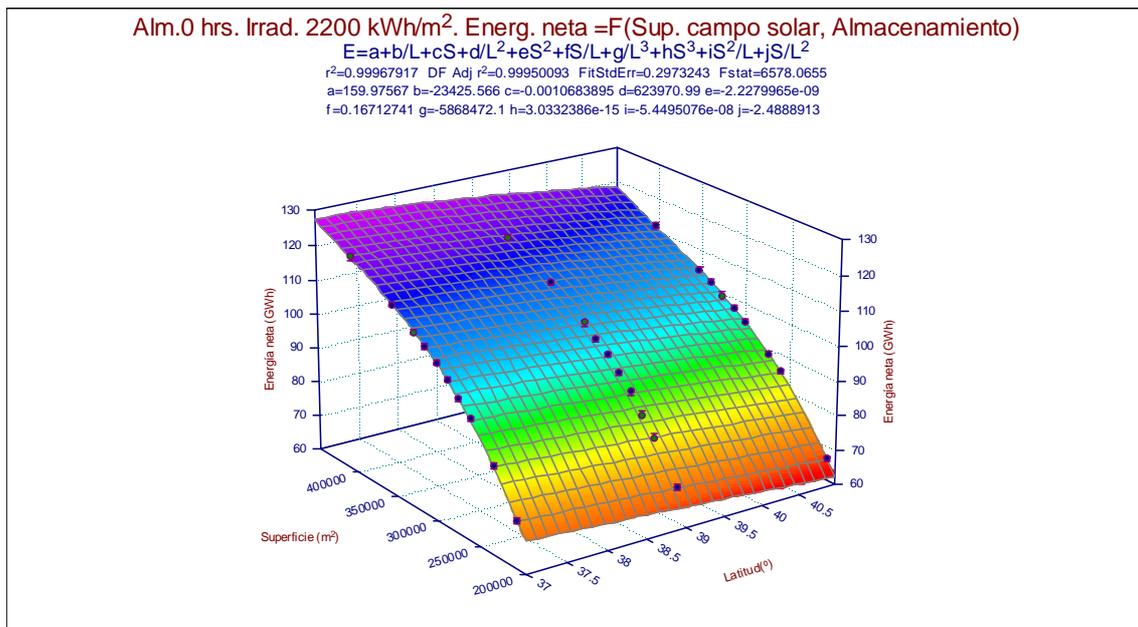


Figura 7.2.9. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 0hrs., Irradiación 2200kWh/m².

A parte del aumento en la producción neta de energía eléctrica, cabe destacar que el descenso que sufre esta magnitud al aumentar la latitud se ha ido haciendo más notable conforme ha ido aumentando el recurso solar disponible. Esto es una consecuencia directa de lo que ya se explicó para el caso de 1800 kWh/m^2 , puesto que la energía de la que al final dispone el sistema es el resultado de multiplicar la irradiación por el rendimiento óptico, cuanto mayor es la irradiación mayor es la diferencia en la energía de la que disponen los campos en las diferentes ubicaciones.

En la *Figura 7.2.10* se muestra la superficie que resulta de calcular la derivada parcial a la energía respecto de la latitud.

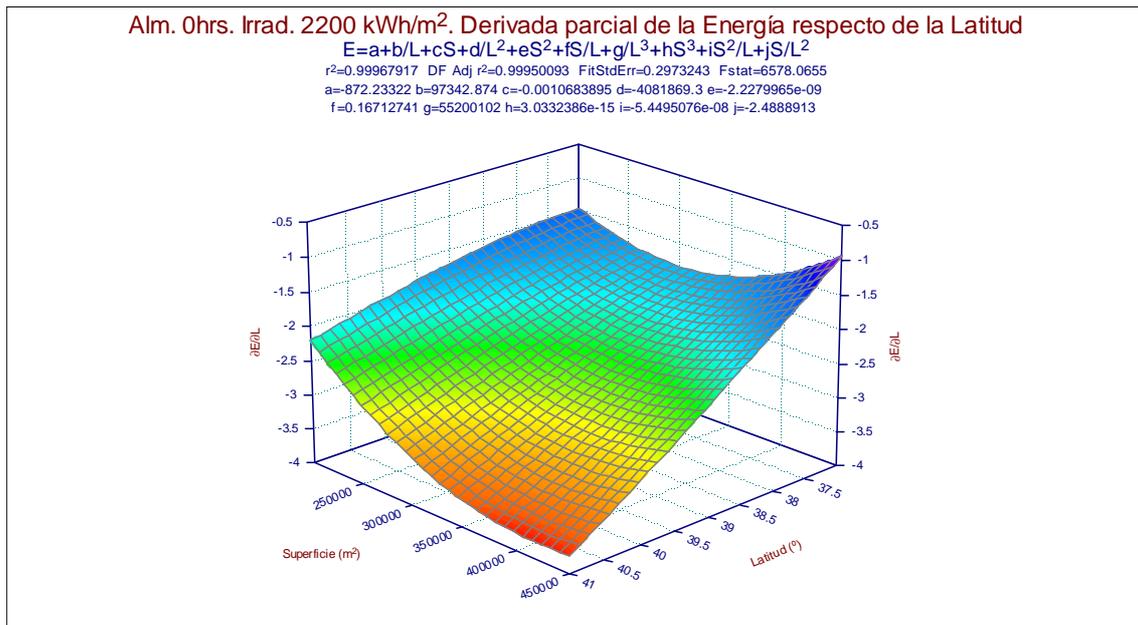


Figura 7.2.10. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2200 kWh/m^2 . Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.

Se puede observar que existe un comportamiento totalmente diferente dependiendo de si el valor de la latitud es próximo a 37° o por si de lo contrario lo es a 41° . Para valores pequeños de latitud la tendencia del decremento es inicialmente aumentar conforme aumenta la superficie pero entorno a 30 ha esta tendencia cambia y este decremento tiende a hacerse menor conforme se sigue aumentando el área. Sin embargo, para latitudes grandes, este decremento siempre se incrementa conforme se aumenta la superficie de captación.

En la *Figura 7.2.11* se representa la superficie que resulta del cálculo de la derivada parcial de la energía respecto de la superficie.

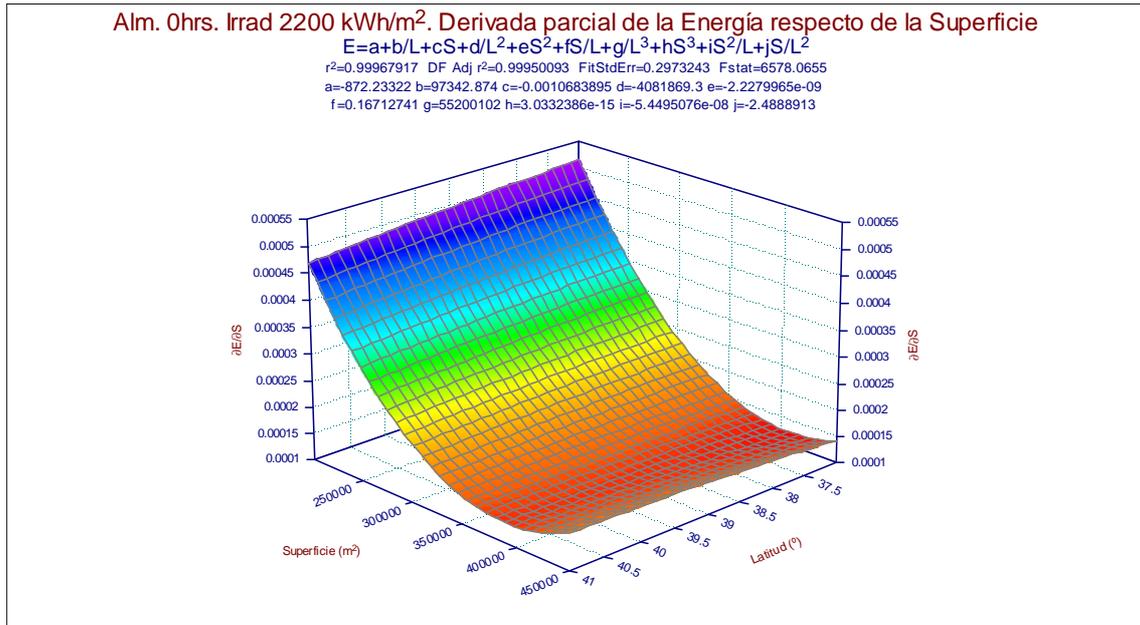


Figura 7.2.11. Almacenamiento 0 hrs. Irradiación 2200kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.

Se observa que el comportamiento es prácticamente igual que para los dos casos estudiados anteriormente.

ALMACENAMIENTO 8 HRS. DIFERENTES VALORES DE IRRADIACIÓN

A continuación y con objeto de ilustrar el comportamiento de las centrales con sistema de almacenamiento, se representan para valores de irradiación de 1800, 2000 y 2200 kWh/m², las superficies que genera el programa para un sistema de almacenamiento con capacidad de 8 horas, se ha elegido este valor puesto que 7,5 horas suele ser el valor más común para el almacenamiento en este tipo de centrales.

En la *Figura 7.2.12* se representa la superficie generada para los valores de las simulaciones correspondientes a 8 horas de almacenamiento y 1800 kWh/m² de valor de la irradiación.

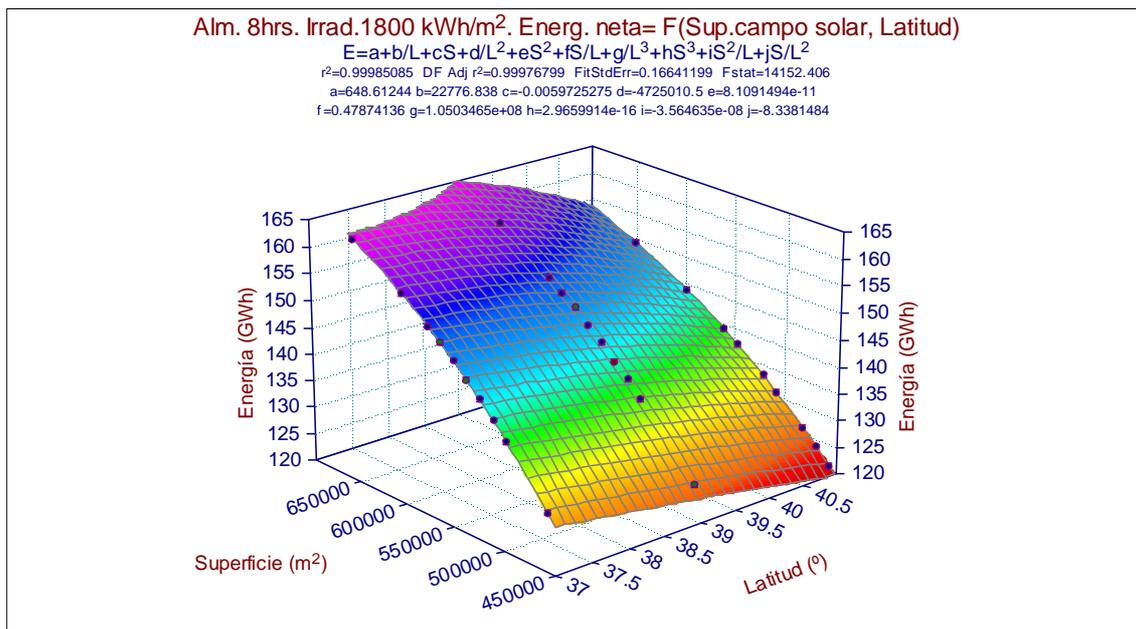


Figura 7.2.12. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 1800kWh/m².

La forma que tiene la curva es prácticamente la misma que en los casos correspondientes a plantas sin almacenamiento, si bien es cierto que la caída que sufre la producción respecto de la latitud es mayor aquí que en caso de 0 horas. Además se nota el notable incremento en la producción, debido en gran parte a que se pueden instalar campos de mayor superficie, ya que se tiene capacidad para almacenar energía.

En la *Figura 7.2.13* se representa la superficie resultante de calcular la derivada parcial de la producción de energía respecto de la latitud, para los anteriores valores de almacenamiento e irradiación.

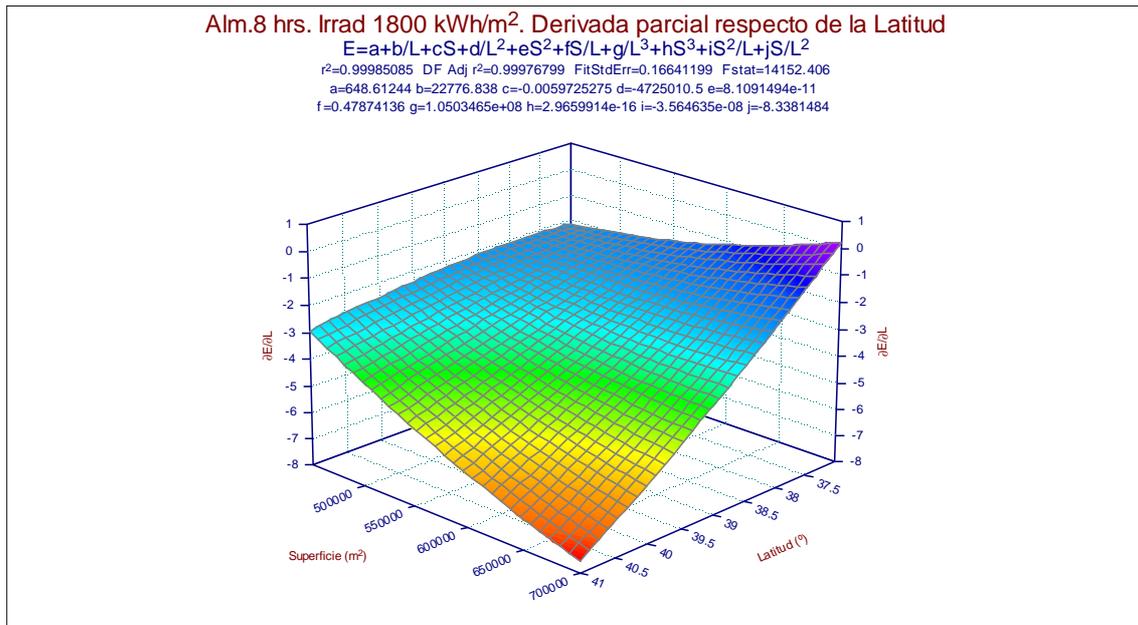


Figura 7.2.13. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 1800kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud

Para las superficies más pequeñas (valores próximos a 50 ha.), el aumento del valor de la latitud no implica un aumento en el valor del decremento que sufre la energía al aumentar la latitud, manteniéndose estos valores entre -2 y -3. Sin embargo, para valores mayores de superficie, se observa que aumentar el valor de la latitud implica que el decremento que sufre la producción neta de energía respecto de un incremento en el valor de la latitud, es cada vez mayor.

En la *Figura 7.2.14*, es la derivada de la producción neta de energía respecto de la superficie que se representa.

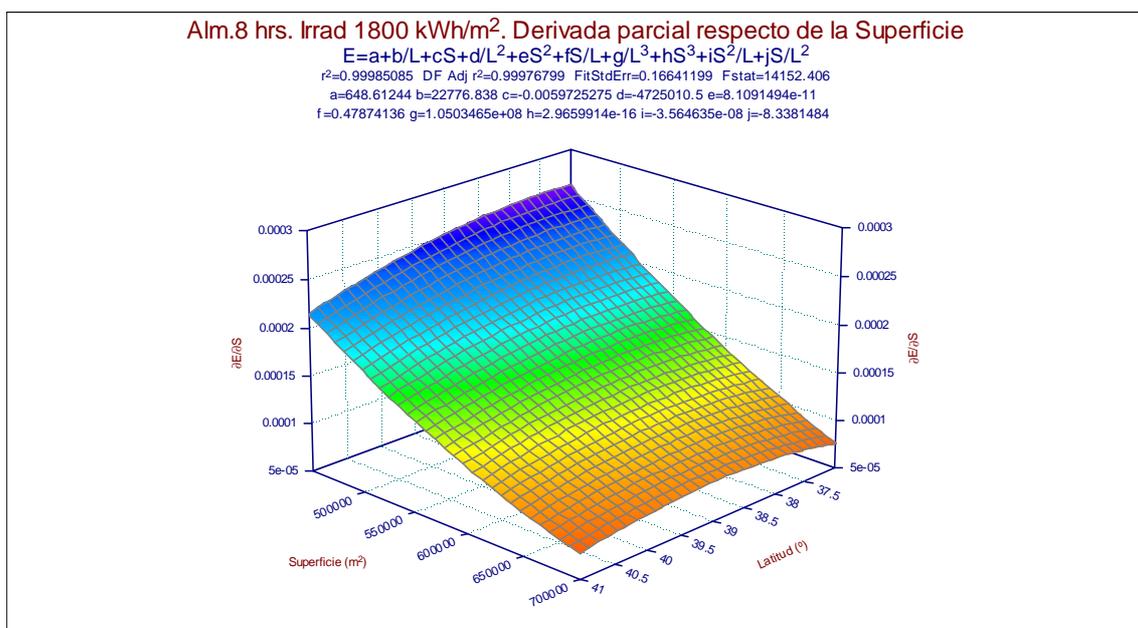


Figura 7.2.14. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 1800kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie

No se observan cambios sustanciales respecto de las derivadas parciales de la superficie que se obtuvieron para sistemas sin almacenamiento, aunque los valores del incremento de la producción respecto de un aumento en la superficie de captación son menores, lo que significa que la influencia que tiene un aumento de la superficie en la producción es menor en sistemas con almacenamiento que en sistemas sin éste.

En la *Figura 7.2.15* se representa la superficie generada para valores de irradiación de 2000 kWh/m². Hay que señalar que el rango en el que se representa esta superficie es mayor que para otro valores de irradiación, puesto que para el valor de latitud de 37°, se cuenta con un amplio número de simulaciones. Esto hace que la superficie se extienda desde superficies próximas a las 70 hectáreas hasta 25 hectáreas.

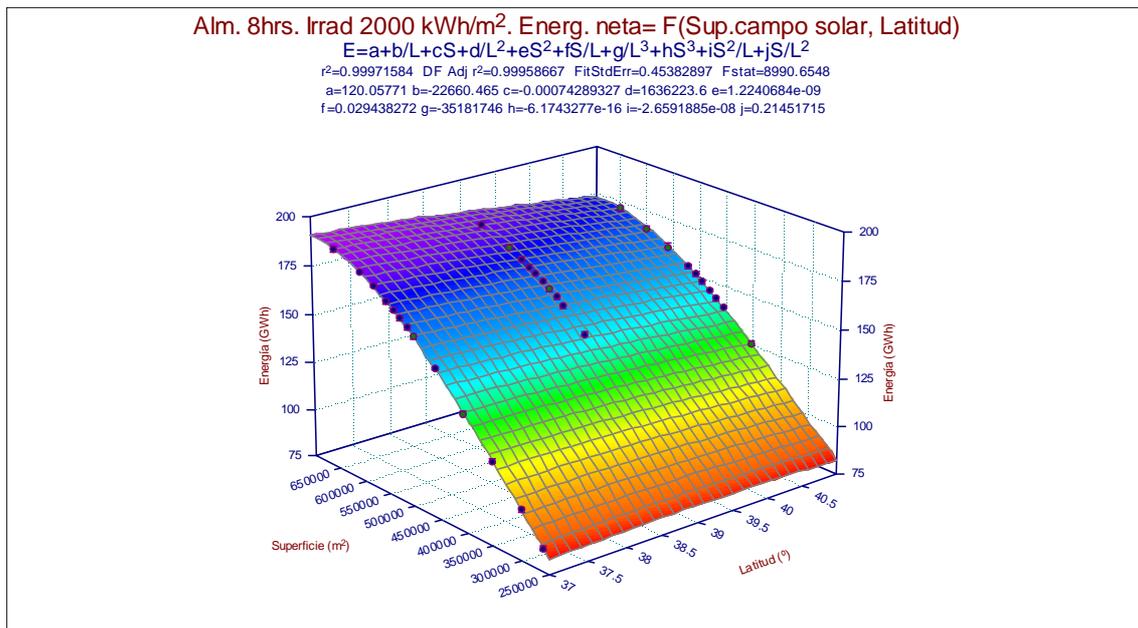


Figura 7.2.15. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 2000kWh/m².

La forma de la superficie es similar a las anteriores, con su consecuente aumento de la producción ya que se ha aumentado en 200 kWh/m² el recurso solar disponible.

La siguiente superficie (*Figura 7.2.16*) es el resultado de derivar respecto de la latitud la superficie obtenida para 8 horas de sistema de almacenamiento y 2000 kWh/m² de irradiación.

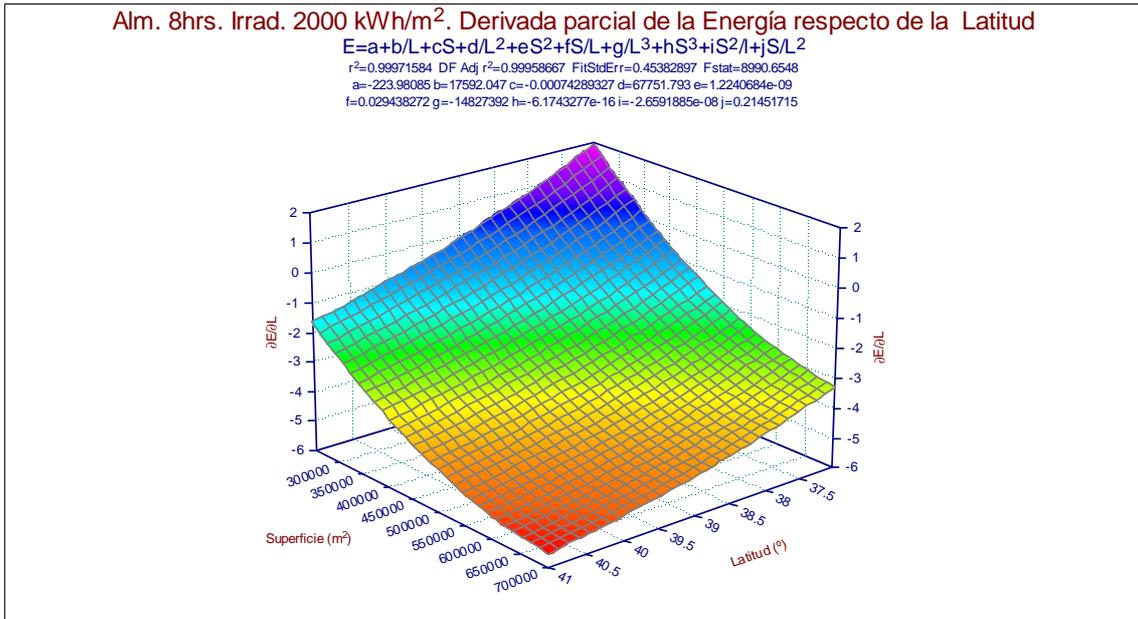


Figura 7.2.16. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2000kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud

El hecho de que se disponga de muchos datos para latitud 37°, y de pocos para el resto de latitudes, hace que el programa tenga que interpolar, no siendo siempre los valores obtenidos del todo veraces. Este es el caso que se observa en la *Figura 7.2.16*, ya que los valores positivos que se observan para los valores de latitud y de superficie pequeños no se corresponden con la realidad puesto que un aumento en el valor de la latitud siempre supone un decremento en la producción neta de energía.

En *Figura 7.2.17* se representa la derivada parcial de la energía respecto de la Superficie.

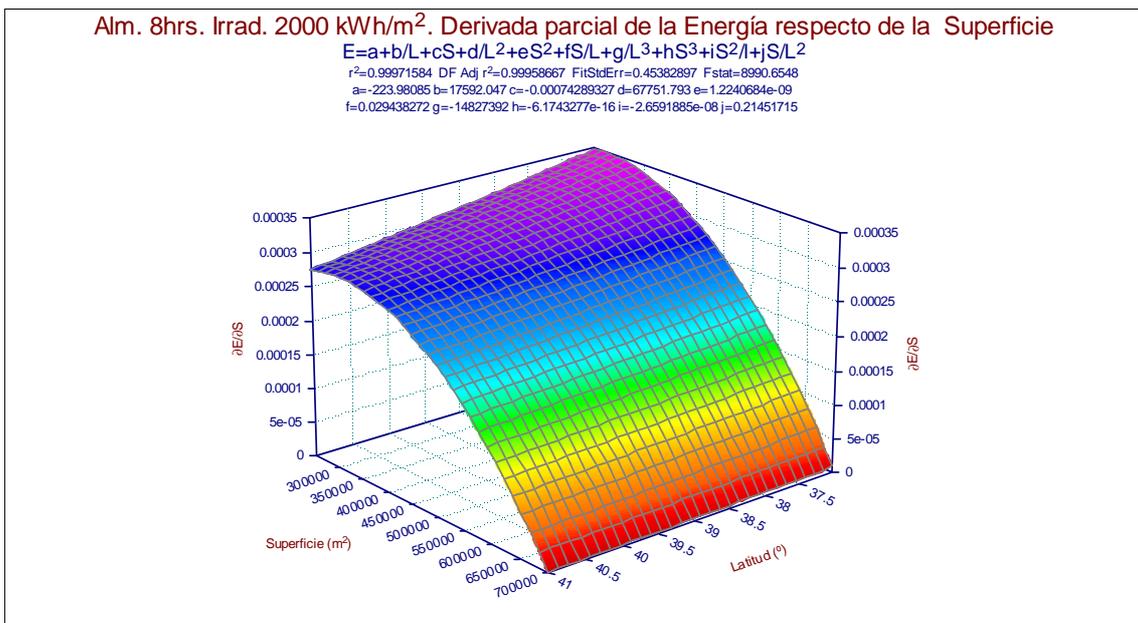


Figura 7.2.17. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2000kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.

Al igual que ocurría con la latitud, en esta gráfica no se observa la misma tendencia que en las gráficas correspondientes a la derivada parcial respecto de la superficie para los otros casos. Esto es debido, como ya se ha dicho a la interpolación que realiza el programa para las superficies pequeñas con latitudes diferentes de 37°. Si bien es cierto, que en este caso los valores numéricos sí pueden corresponderse con la realidad.

Por último, se representarán las superficies que generan los datos correspondientes a sistemas de almacenamiento de 8 horas y a valores de irradiación de 2200 kWh/m².

En primer lugar en la *Figura 7.2.18* se muestra la superficie generada para los datos con los que se cuenta tras las simulaciones.

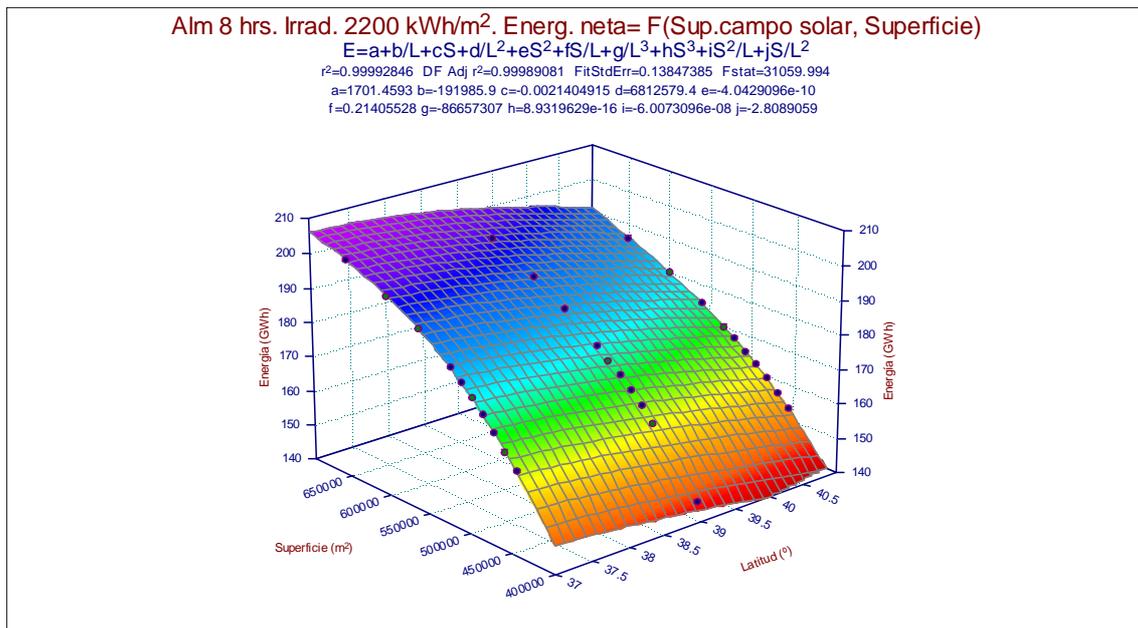


Figura 7.2.18. Representación mediante TableCurve 3D. Almacenamiento 8hrs., Irradiación 2200kWh/m².

La tendencia vuelve a ser la observada en las gráficas del mismo tipo generadas anteriormente. El orden de magnitud de la producción de energía se ha incrementado notablemente, como consecuencia directa del aumento de la irradiación y de que se cuenta con un sistema de almacenamiento de 8 horas de capacidad.

En la *Figura 7.2.19* se vuelve a representar la superficie correspondiente a la derivada parcial respecto de la latitud.

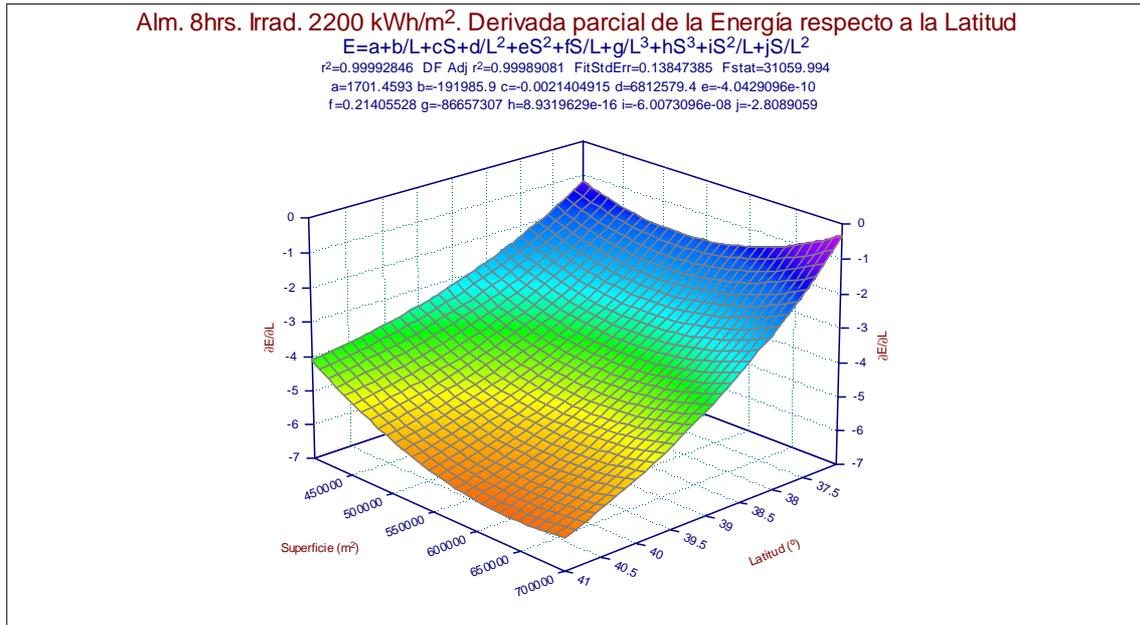


Figura 7.2.19. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2200kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Latitud.

Conforme se aumenta la superficie, el aumento que sufre el valor del decremento que experimenta la producción al aumentar la latitud, es mayor.

En la Figura 7.2.20. se representa la derivada respecto de la superficie, que vuelve a tener la misma forma y los mismos órdenes de magnitud que las superficies correspondientes a esta expresión generadas anteriormente.

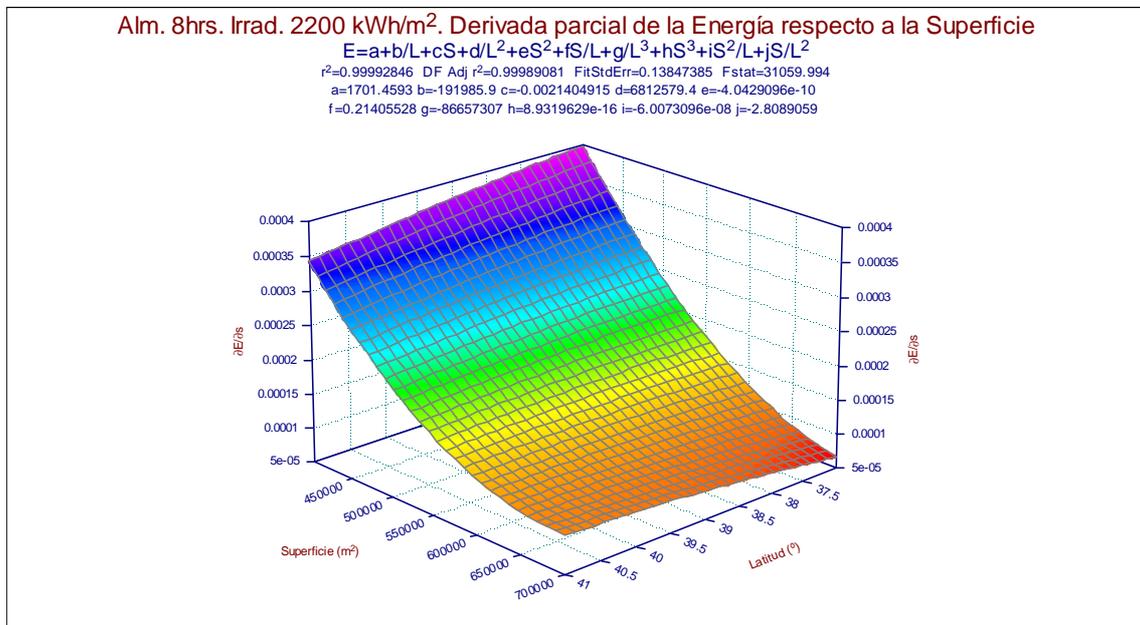


Figura 7.2.20. Almacenamiento 8 hrs. Irradiación 2200kWh/m². Derivada parcial de la Energía respecto de la Superficie.

8. COMPARATIVA Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este apartado se realiza a modo de conclusión una comparativa entre los datos que suministran las simulaciones y los valores que se obtendrían utilizando las expresiones calculadas.

8.1. COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE SPSS

En la *Tabla 8.1.1* se presenta una comparativa entre los datos obtenidos en las simulaciones y los valores que suministra la expresión obtenida mediante el SPSS, la última columna presenta la diferencia porcentual entre ambos valores.

Latitud (°)	Irradiación (kWh/m ²)	Almacenamiento (h)	Superficie (m ²)	Producción neta energía (GWh)		% Sim
				SIMULACIÓN	SPSS	
37	1800	4	509236	132.365	133.502796	0.85
37	2000	0	326433	99.999	99.459363	-0.54
37	2000	2	378663	118.648	115.815893	-2.45
37	2000	8	652867	188.478	189.680937	0.63
37	2200	10	652867	212.993	210.216937	-1.32
39	1800	4	509236	129.029	128.056796	-0.76
39	2000	0	326433	96.6	94.013363	-2.75
39	2000	10	652867	189.216	189.570937	0.19
39	2200	6	470064	160.777	155.527504	-3.38
39	2200	10	652867	206.581	204.770937	-0.88
41	1800	0	326433	77.414	73.367363	-5.52
41	1800	4	509236	120.169	122.610796	1.99
41	2000	2	378663	107.531	104.923893	-2.48
41	2200	6	470064	151.674	150.081504	-1.06
41	2200	10	652867	195.121	199.324937	2.11

Tabla 8.1.1. Comparativa con resultados SPSS.

Observando la tabla, se aprecia que la diferencia porcentual respecto del valor que suministra la ecuación obtenida mediante el SPSS, oscila entre un valor mínimo de 0.19% para el caso de latitud 39°, irradiación 2000 kWh/m², 10 horas de capacidad y un valor para la superficie del campo solar igual a 652867 m²; y la máxima diferencia porcentual de -5.52% para el caso de 41° de latitud, 1800 kWh/m² de irradiación, sin sistema de almacenamiento y con una superficie de 326433 m².

8.2. COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE TABLECURVE 3D

A continuación, se va a realizar una comparativa similar a la realizada con los datos del SPSS, pero en este caso para los resultados que se han obtenido mediante el estudio con el TableCurve 3D.

Para esta comparativa se debe tener en cuenta, que las expresiones obtenidas mediante el TableCurve 3D, requerían que dos de las variables independientes estuviesen fijadas, es por esto que se va a separar la comparativa dependiendo de los valores que tomen estas dos variables independientes en cada uno de los casos.

En la *Tabla 8.2.1.* se presentan los datos obtenidos de comparar los resultados de las simulaciones y del estudio mediante el TableCurve 3D para los casos con valores de latitud 37° y valores de irradiación 2000 kWh/m².

Almacenamiento (h)	Superficie (m ²)	Producción neta energía (GWh)			DIFERENCIA PORCENTUAL (%)	
		SIMULACIÓN	SPSS	TABLECURVE	SIMULACIÓN	SPSS
0	326433	99.999	99.459	98.779	-1.24	-0.69
2	378663	118.648	115.816	118.102	-0.46	1.94
8	652867	188.478	189.681	188.758	0.15	-0.49
10	652867	197.379	195.017	196.822	-0.28	0.92

Tabla 8.2.1. Comparativa resultados TableCurve 3D. Latitud 37°, irradiación 2000 kWh/m²

En esta tabla se pueden observar tanto los valores que suministran los modelos obtenidos como la diferencia porcentual entre el valor de la producción que se ha calculado mediante el TableCurve 3D y los otros dos datos de los que se dispone.

Respecto a las diferencias porcentuales entre el SPSS y las simulaciones realizadas que se mostraban en la *Tabla 8.1.1.*, hay que destacar que el máximo valor que toma esta diferencia al comparar el valor que nos da el TableCurve 3D respecto al de la simulación es mucho menor, -1,24 frente al -5,52 que se observó en los datos del SPSS. Este resultado es esperable, si se tiene en cuenta que la ecuación que suministra el SPSS pierde en precisión para ganar en versatilidad, ya que es aplicable a todo el rango de valores en los que se han realizado las simulaciones.

En la *Tabla 8.2.2* se muestran los resultados de realizar un estudio similar al que se ha realizado en la *Tabla 8.2.1.* pero en este caso para las simuladas realizadas para sistemas sin almacenamiento y para valores de irradiación de 1800, 2000 y 2200 kWh/m².

Irradiación (kWh/m ²)	Latitud (°)	Superficie (m ²)	Producción neta energía (GWh)			DIFERENCIA PORCENTUAL (%)	
			SIMULACIÓN	SPSS	TABLECURVE	TABLECURVE	SPSS
1800	37	326433	85.317	84.259	85.476	0.19	1.42
	39	326433	82.501	78.813	82.587	0.10	4.57
	41	326433	77.414	73.367	77.631	0.28	5.49
2000	37	326433	99.999	99.459	99.974	-0.02	0.51
	39	326433	96.6	94.013	96.669	0.07	2.75
	41	326433	90.668	88.567	90.927	0.29	2.60
2200	37	313376	107.583	111.904	107.660	0.07	-3.94
	39	313376	103.704	106.458	103.268	-0.42	-3.09
	41	313376	97.314	101.012	97.298	-0.02	-0.02

Tabla 8.2.2. Comparativa resultados TableCurve 3D. Sistemas sin almacenamiento

En primer lugar, se puede observar la diferencia en los órdenes de magnitud de las diferencias porcentuales entre las estimaciones realizadas con la expresión obtenida mediante el SPSS y las que resultan del estudio mediante el TableCurve 3D. Pero quizás el dato más importante y a destacar en esta gráfica es el aumento que experimenta la producción al incrementarse el valor de la irradiación, siendo de casi un 15% en el caso de que la irradiación se incremente de 1800 a 2000 kWh/m², para una ubicación con valor de la latitud 37°.

Otro hecho destacable es el descenso de la producción que representa el aumentar en un grado la latitud a la que se encuentra la central. Así el aumentar la latitud de 37° a 39° supone decrementar la producción anual en aproximadamente un 3.5% para cualquiera de los tres valores de irradiación que se han estudiado. Sin embargo si este salto de un grado en el valor de la latitud se produce entre 39° y 41°, el decremento de la producción aumenta hasta valores próximos al 6.2%.

En la *Tabla 8.2.3* se realiza la misma comparativa que se ha realizado en la *Tabla 8.2.2*, pero esta vez se cuenta con un sistema con una capacidad de almacenamiento de 8 horas.

Irradiación (kWh/m ²)	Latitud (°)	Superficie (m ²)	Producción neta energía (GWh)			DIFERENCIA PORCENTUAL (%)	
			SIMULACIÓN	SPSS	TABLECURVE	TABELCURVE	SPSS
1800	37	600637	158.384	163.460	158.344	-0.03	-3.23
	39	600637	153.631	158.014	153.623	-0.01	-2.86
	41	600637	143.836	152.568	143.955	0.08	-5.98
2000	37	652867	188.478	189.681	188.566	0.05	-0.59
	39	652867	181.252	184.235	180.851	-0.22	-1.87
	41	652867	171.416	178.789	170.805	-0.36	-4.67
2200	37	652867	202.488	204.881	202.375	-0.06	-1.24
	39	652867	196.782	199.935	196.759	-0.01	-1.36
	41	652867	185.965	193.989	186.055	0.07	-4.25

Tabla 8.2.3. Comparativa resultados TableCurve 3D. Sistemas con 8 horas de capacidad de almacenamiento

El mismo comportamiento que se observaba en la *Tabla 8.2.2* para las diferencias porcentuales entre los resultados se observa para estas simulaciones.

En cuanto al comportamiento de los valores de la producción, al aumentar la irradiación de 2000 a 2200 kWh/m² se observa un incremento en ésta próximo al 8.6%.

Otro hecho que se puede observar en esta tabla es el efecto combinado de aumentar en 5 hectáreas la superficie del campo solar y que la irradiación pase de un valor de 1800kWh/m² a un valor de 2000 kWh/m², esto supondría un incremento en la producción próximo al 20%.

Por último, habría que señalar una vez más el descenso que sufre la producción de energía con sólo cambiar la ubicación de la central hacia latitudes mayores. Así para el caso de que el valor de la irradiación sea de 2000 kWh/m², pasar de un valor de 37° de latitud a uno de 39° supone un descenso de la producción anual de energía de un 3.8%, y para este mismo valor de irradiación, pasar de 39° a 41° representa un decremento de un 5.4% en la producción de energía neta.

9. CONCLUSIONES

El objetivo de este proyecto era realizar un estudio de sensibilidad de la producción neta de energía eléctrica en función de los parámetros irradiación, superficie del campo solar, capacidad del sistema de almacenamiento y valor de la latitud.

Tras las simulaciones realizadas, se observa una influencia positiva de la superficie, capacidad de almacenamiento e irradiación sobre el valor que alcanza la producción. Sin embargo la influencia que tiene sobre la producción neta el valor de la latitud es negativa, es decir, cuanto más al norte se encuentre la central, la energía producida desciende de manera sustancial.

El estudio realizado mediante el SPSS, ha dado como resultado una expresión algebraica para la producción de energía en función de la superficie, irradiación, almacenamiento y latitud; asignándole así un valor numérico a la influencia que cada una de estas variables tiene sobre la producción.

Mediante las representaciones tridimensionales realizadas con el programa TableCurve 3D, se ha podido observar de forma gráfica las tendencias que experimentan la producción y las tasas instantáneas de variación de ésta en función los diferentes parámetros, observando cómo la latitud juega siempre un papel importante.

Por último, se ha realizado un estudio comparando los resultados estimados por las dos herramientas estadísticas usadas y se ha estudiado el rango de error de éstos, llegando a la conclusión de que si bien las expresiones que suministra el TableCurve 3D tienen una precisión alta, la expresión que se ha obtenido mediante el SPSS representa una potente herramienta de estimación de la producción gracias a su gran versatilidad, pese a cometer mayores errores en la aproximaciones.

Por tanto, se han alcanzado los objetivos propuestos al iniciar este proyecto, tanto en lo que se refiere al análisis propuesto como en los relativos al aprendizaje y uso de herramientas de simulación y análisis estadístico.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS Y FUENTES DE INFORMACIÓN

1. APUNTES DEL CURSO CIEMAT. *Plantas solares con colectores cilindro parabólicos*. Noviembre 2004.
2. SILVA PÉREZ, M. Apuntes de clase de Energías Renovables. *Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura. Sistemas termosolares de concentración*. Diciembre 2002.
3. GARCÍA CASALS, X. *La energía solar térmica de alta temperatura como alternativa a las centrales térmicas convencionales y nucleares*. Noviembre 2001.
4. ZARZA MOYA, E. *Sistemas de colectores cilindro-parabólicos*. Apuntes para el Curso Máster de la EOI-Sevilla Mercado Energético y Energías Renovables. 2001
5. BARÓN SANTANA, A. *Herramienta para la simulación de centrales energéticas termosolares con colectores cilindro-parabólicos*. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla, Sevilla, 2007.
6. BAREA GARCÍA, J.M. *Desarrollo del módulo de operación para la simulación de centrales termosolares de colectores cilindro-parabólicos*. Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla, Sevilla, 2008.
7. ROMERO ALVÁREZ, M. *Energía solar termoeléctrica*. (www.uib.es/facultat/.../ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf).
8. EUROTROUGH PROJECT. (<http://www.thehightechstore.com/eurotrough.pdf>)
9. PÁGINA WEB DE LA PSA (www.psa.es)
10. FERRÁN ARANAZ, M. *SPSS para Windows. Análisis estadístico*. Mc Graw-Hill Iteramericana, Madrid, 2002.
11. BIENVENIDO VISAUTA VINAUCA. *Análisis estadístico con SPSS para Windows: Análisis multivariante*. Mc Graw-Hill Iteramericana, Madrid, 2001.
12. METEONORM V6.0. (www.meteonorm.com)
13. FORUM TECNOLÓGICO. *Cómo ajustar los datos de forma sencilla y rápida con TableCurve*. Fórum tecnológico, nº 7, 2004.
14. PÁGINA WEB DEL INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (www.ine.es)
15. FREUND J.E., GARY A. SIMON, DÍAZ DÍAZ J.J. *Modern elementary statistics*. Pearson Prentice Hall, 1994.
16. SILVA PÉREZ, M.A., et al. *Sensitivity analysis of CSP plants in using EOS*. A PUBLICAR EN LAS ACTAS DEL CONGRESO Solar Paces 2009, Berlín, Septiembre 2009.

