



EHUkhi. METODOLOGIA. UNIFICACIÓN DE CRITERIOS

1. TECNOLOGÍA CONSIDERADA

Elegimos el Si monocristalino porque tiene mayor eficiencia (24% para 2030) [1], porque es más abundante en el mercado [2] y tiene una menor degradación que el multicristalino [3].

2. PARÁMETROS

Parámetro: Energía invertida para la fabricación e instalación de los paneles.

Símbolo: E_{input}

Valor: 1729 para mono-Si

Referencias: [4]

Comentarios: Balance of System (BOS) incluido

Unidades: kWh/m²

Parámetro: Performance Ratio

Símbolo: PR

Valor: 0,818

Referencias: [3]

Comentarios: Utilizamos el valor propuesto por Gazbour para reducir incertidumbre y unificar criterios metodológicos.

Unidades: n.a. (porcentaje %)

Parámetro: Degradación de los paneles

Símbolo: α

Valor: 0,57

Referencias: [3]

Comentarios: In high quality studies with moderate climate (European Countries) we acn use a 0,57% DR.

Unidades: n.a. (porcentaje %)

Parámetro: eficiencia

Símbolo: η_{PV}

Valor: 0,1585

Referencias: [3]

Comentarios: Gazbour et al. proponen una eficiencia de 17,2% (a la que aquí llamamos η_0), pero tenemos en cuenta la degradación de los paneles, para calcular una eficiencia media: η_{PV}

$$= \frac{\eta_0}{LT} \cdot \frac{1 - (1 - \alpha)^{LT}}{\alpha} \cdot$$

Así usamos ecuaciones de EPBT y EROI simples, utilizando una eficiencia media a lo largo de la vida de los paneles, teniendo en cuenta la degradación.

Unidades: n.a. (porcentaje %)



Parámetro: Vida útil de los paneles

Símbolo: *LT (lifetime)*

Valor: 30 años

Referencias: [3],[4]

Unidades: años

Parámetro: Factor de calidad (conversión de energía eléctrica a energía primaria)

Símbolo: ε

Valor: Teniendo en cuenta que en el estado se necesitan 2,61 kWh de energía primaria para obtener 1 kWh de electricidad, $\varepsilon = 1/2,61 = 0,38$. En [5] proponen 0,47 para un $EROI_{standard}$ y 0,688 para $EROI_{point-of-use}$ y $EROI_{extended}$; también comentan que debe ser un valor dinámico que se aproxime a 1 a medida que la economía se electrifique basándose en RES. En EHUkhi nos moveremos entre $\varepsilon = 1$ y 0,38.

Comentarios: Utilizando el factor ε se calcula cuánta energía primaria se devuelve virtualmente a la sociedad (puesto que de otro modo esta energía se utilizaría para generar electricidad a partir de combustibles fósiles) por unidad de energía primaria invertida en fotovoltaica, teniendo en cuenta la composición de la actual red eléctrica [6].

Unidades: n.a. (tanto por 1)

Parámetro: Inclinación de los paneles en cubierta plana

Símbolo:

Valor: 30

Referencias:

Comentarios: Es un valor de inclinación habitual para la latitud de EH. No es necesario referenciarlo.

Unidades: °

Parámetro: Coste económico de los paneles (inversión)

Símbolo: l

Valor: 212,3

Referencias: [7]

Comentarios: En el documento "Potencial Tecnológico" se da un valor de 447,86 €/m², obtenido de la ref. [8] Sin embargo, en la ref. [7], se tienen en cuenta instalaciones de nuestro entorno, teniendo en cuenta la tipología de instalaciones, protecciones y el coste de la mano de obra. Esta es la ref. que utilizó Oier, y utilizaremos la misma en EHUkhi. A revisar.

Unidades: €/m²

Parámetro: Coste de la electricidad (en la factura)

Símbolo:

Valor: A calcular.

Referencias: [9], [10] y [11]

Comentarios: La referencia [11] explica cómo calcular el coste de la electricidad. Para ello, usaremos el software de la referencia [9]. Es necesario también disponer de facturas recientes correspondientes a los diferentes edificios a analizar.

Unidades: €/kWh



Parámetro: Factor de uso de la cubierta plana

Símbolo:

Valor: 0.5

Referencias:

Comentarios: Solo para cubiertas planas. Nos habla del porcentaje la cubierta plana utilizada y sale de relacionar el area proyectada ocupada por paneles con el área total. Es una forma de incluir el espaciado entre filas de paneles sobre cubierta plana.

Unidades: n.a. (tanto por 1)



3. ECUACIONES

Energía fotovoltaica generada:

Debemos de distinguir el cálculo en función de si estamos calculando la producción fotovoltaica en cubiertas planas o en cubiertas inclinadas. Para ello definiremos G_{I_n} como la radiación neta sobre la superficie y $G_{I_{30}}$ como la radiación neta sobre una superficie mirando al sur con una inclinación de 30° . El valor de $G_{I_{30}}$ se calcula mediante r.sun para cubiertas planas ($\theta < 10^\circ$), indicando en lugar de un mapa de orientación e inclinación, los valores escalares constantes iguales a 270° (mirando al sur) y 30° , respectivamente

De esta manera podemos determinar la producción fotovoltaica como.

Para superficie inclinada $E_{PV} = G_{I_n} \cdot S_a \cdot \eta_{PV} \cdot PR$

Para superficie plana $E_{PV} = G_{I_{30}} \cdot S_a \cdot \eta_{PV} \cdot PR$

donde G_{I_n} es la radiación neta y S_a es el área real del panel.

En el caso de las **cubiertas planas ($\theta < 10^\circ$)**, al colocar los paneles en estructuras que se dan sombra entre sí, el área útil es la mitad del área del pixel, pero hay que tener en cuenta la inclinación de 30° respecto a la cubierta con la que se colocan los paneles, por lo que el área real pasa a ser: $S_a = 0,5 \cdot S_r / \cos 30^\circ$; donde S_r es el área del píxel y tiene siempre un valor de $S_r = 1$. El factor 0,5 quizás será revisado en el futuro.

En este caso la energía generada es $E_{PV} = 0,5 \cdot G_{I_{30}} \cdot S_r \cdot \eta_{PV} \cdot PR / \cos 30^\circ$

En el caso de **cubiertas inclinadas**, hay que tener en cuenta el ángulo de inclinación de las mismas ($\theta = slope$). Por lo que el área real pasa a ser $S_a = S_r / \cos \theta$; donde S_r es el área del píxel y tiene siempre un valor de $S_r = 1$.

En este caso la energía generada es $E_{PV} = G_{I_n} \cdot S_r \cdot \eta_{PV} \cdot PR / \cos \theta$

Payback energético ó *Energy Payback Time* (EPBT)

Optamos por utilizar la fórmula del EPBT simple e incluir la degradación en la eficiencia del panel. Así el valor de la eficiencia que usamos, es el valor medio que tendrá a lo largo de la vida útil del panel.

La expresión que nos da el EPBT es la siguiente: $EPBT = \frac{E_{input}}{E_{PV}^{year}}$

donde E_{input} es la energía invertida para la fabricación e instalación de los paneles y E_{PV}^{year} es la energía fotovoltaica media generada en un año.



Teniendo en cuenta el área real de los paneles, para **cubiertas inclinadas** la ecuación resultante sería:

$$EPBT = \frac{E_{input} / \cos \theta}{E_{PV}^{year}}$$

Para **cubiertas planas**, la ecuación resultante sería:

$$EPBT = \frac{0,5 \cdot E_{input} / \cos 30^\circ}{E_{PV}^{year}}$$

Aunque no lo vayamos a utilizar en nuestra propia metodología, es común en la literatura que se utilice el equivalente en energía primaria del producido por los paneles, puesto que E_{PV}^{year} corresponde a la energía final. En ese caso se debería usar el factor de conversión de

energía eléctrica a primaria, ϵ . Por lo que: $EPBT = \frac{E_{input}}{E_{PV}^{year} / \epsilon}$

Solo utilizaremos esta última ecuación para comparar valores de la literatura.

Energy Return on Investment (EROI)

$$EROI = \frac{E_{PV}^{LT}}{E_{input}}$$

donde $E_{PV}^{LT} = LT \cdot E_{PV}^{year}$ es la energía producida al cabo de toda la vida útil de los paneles (LT , *lifetime*), y se ha supuesto una vida útil de 30 años.

Teniendo en cuenta el área real de los paneles, para cubiertas inclinadas la ecuación resultante sería:

$$EROI = \frac{E_{PV}^{LT} \cdot \cos \theta}{E_{input}}$$

Para cubiertas planas, la ecuación resultante sería:

$$EROI = \frac{E_{PV}^{LT} \cdot \cos(30^\circ)}{0,5 \cdot E_{input}}$$

Teniendo en cuenta que utilizamos una fórmula sin degradación tanto en el EPBT como en el EROI, ambos parámetros se pueden relacionar:



$$EROI = \frac{E_{PV}^{LT}}{E_{input}} = \frac{LT \cdot E_{PV}^{year}}{E_{input}} = \frac{LT}{EPBT}$$

Si quisieramos utilizar la conversión a energía primaria para comparar con valores de la

literatura, usando el factor ϵ : $EROI = \frac{E_{PV}^{LT}/\epsilon}{E_{input}}$

EROI standard, *point of use* y extendido

El EROI está totalmente determinado por la energía invertida E_{input} . Por eso en la literatura, a la hora de calcular el EROI de ciertos combustibles fósiles como el petróleo se diferencian tres tipos:

- $EROI_{standard}$: sólo se tiene en cuenta la energía necesaria para la extracción
- $EROI_{point-of-use}$: se tiene en cuenta la energía del refinado y el transporte
- $EROI_{extended}$: se tienen en cuenta además los gastos indirectos (infraestructuras etc.)

En el caso de la fotovoltaica, en [5] proponen lo siguiente:

- $EROI_{standard} = E_{producida\ en\ planta} / E_{input}$
- $EROI_{point-of-use} = E_{consumida\ en\ casa} / E_{input}$ (se tienen en cuenta las pérdidas en transformación y transporte)
- $EROI_{extended} = E_{consumida\ en\ casa} / (E_{input} + E_{indirecta})$

En nuestro caso, teniendo en cuenta que los paneles se instalarían para autoconsumo, la única diferencia entre *standard* y *point-of-use* nos la daría el factor ϵ elegido.

Payback económico, PB

El payback simple (PB) sería el siguiente: $PB = \frac{I}{E_{PV}^{year} \cdot 0,139}$, donde I es la inversión

económica necesaria: $I \cdot S_a = 0,5 \cdot I \cdot S_r / \cos 30$ para cubiertas planas
 $I \cdot S_a = I \cdot S_r / \cos \theta$ para cubiertas inclinadas

La parte económica es muy volatil por la gran incertidumbre sobre los costes de la electricidad. **De momento, hasta realizar el cálculo, asumimos un coste de 0,139€/kWh.**

4. FILTRADO

El filtrado se realizará teniendo en cuenta el mínimo EROI necesario para sostener la complejidad social actual. En términos de energía primaria aportada por unidad de energía aplicada al sistema, el mínimo EROI necesario se sitúa en torno a 5:1 [12]. Teniendo en cuenta el factor de calidad $\epsilon = 1/2,61 = 0,38$, se considerarán como zonas no aprovechables aquellas donde el EROI calculado sea inferior a 1,9:1. En términos de EPBT, con una vida útil



de los paneles $LT=30$ años, serán zonas no aprovechables aquellas en las que el EPBT sea superior a 15,8 años. Teniendo esto en cuenta, realizamos un filtrado en los mapas raster, asignando el valor 0 a los píxeles correspondientes a $EPBT > 15$ años, o equivalentemente, **cuando $EROI < 2$** . Esos 0 se harán *null*, de manera que los mapas pesen menos, y no contabilicen posteriormente al calcular valores promedios en QGIS.

Deben filtrarse los mapas raster de los que vayan a obtenerse atributos de los edificios, para dar valores solo de las zonas aprovechables. En concreto se filtrarán los mapas raster:

- Altura
- Inclinación
- Orientación
- Radiación neta anual
- Energía producida (E_{pv} horarios, mensuales y del primer año).
- EPBT
- EROI
- Inversión económica, I
- Payback económico, PB

Los mapas vectorizados habrá que corregirlos mediante la sustracción de las zonas actualmente ocupadas por otros obstáculos de cubierta: chimeneas, equipamiento, planta, etc. Esto permite obtener el área finalmente ocupado por las placas.

Una vez hecho esto, para dejar evidencia del lugar ocupado por las placas, se recomienda vectorizar uno de los mapas rásteres filtrados. Poniendo fondo y contorno negro a este mapa vectorizado, es posible ver sobre el resto de capas, las zonas concretas donde se colocarían las placas sobre cada una de las cubiertas.

5. ATRIBUTOS

Altura (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

Inclinación (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

Orientación (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

Irradiación (neta) anual recibida (promedio* de zona aprovechable de cada edificio, kWh/m²)
A tener en cuenta: en cubiertas horizontales, este atributo no corresponderá a la irradiación recibida en la cubierta, sino en los paneles (con inclinación de 30°)

Energía anual media: E_{pv}^{year} (total de zona aprovechable de cada edificio)

% de área aprovechable

Calcular el de área aprovechable, eliminando los paneles ya instalados. En el caso de cubiertas planas, tener en cuenta que el área aprovechable es $0,5 \cdot S_r / \cos\theta$ (en el caso de las



cubiertas casi planas, θ es caso 0, pero así tenemos en cuenta el área real) . En el caso de cubiertas inclinadas, tener en cuenta el área real $S_r / \cos\theta$.

Tasa (%) de autoabastecimiento

Ratio entre la energía producida (sin tener en cuenta paneles del EVE) y energía consumida. Para calcular la energía consumida: tenemos los datos de energía consumida anualmente en cada facultad.

EPBT (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

EROI (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

PB (promedio* de zona aprovechable de cada edificio)

Inversión (económica) necesaria (total de zona aprovechable de cada edificio)

* Promedio aritmético *vs* promedio ponderado? (Ya que el QGIS realiza en principio el promedio teniendo en cuenta el área de cada píxel.) Cuando pasamos los datos a kWh y los independizamos del área, esto debería arreglarse, pero tenerlo en cuenta a la hora de calcular cada atributo.



BIBLIOGRAFIA

- [1] E. Dupont, R. Koppelaar, and H. Jeanmart, “Global available solar energy under physical and energy return on investment constraints,” *Appl. Energy*, vol. 257, p. 113968, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113968.
- [2] F. Ise, “Photovoltaics Report,” p. 50.
- [3] N. Gazbour *et al.*, “A path to reduce variability of the environmental footprint results of photovoltaic systems,” *J. Clean. Prod.*, vol. 197, pp. 1607–1618, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.06.276.
- [4] K. P. Bhandari, J. M. Collier, R. J. Ellingson, and D. S. Apul, “Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 133–141, Jul. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.02.057.
- [5] C. de Castro and I. Capellán-Pérez, “Standard, Point of Use, and Extended Energy Return on Energy Invested (EROI) from Comprehensive Material Requirements of Present Global Wind, Solar, and Hydro Power Technologies,” *Energies*, vol. 13, no. 12, Art. no. 12, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13123036.
- [6] M. Raugei, P. Fullana-i-Palmer, and V. Fthenakis, “The energy return on energy investment (EROI) of photovoltaics: Methodology and comparisons with fossil fuel life cycles,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 576–582, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.03.008.
- [7] L. Basterra, C. Legarza, Á. Pelegry, and M. de, “Instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica,” p. 39, 2017.
- [8] X. Song *et al.*, “An Approach for Estimating Solar Photovoltaic Potential Based on Rooftop Retrieval from Remote Sensing Images,” *Energies*, vol. 11, no. 11, Art. no. 11, Nov. 2018, doi: 10.3390/en11113172.
- [9] Selectra, “Tipos de tarifas de acceso a gas y luz,” *Estimador de ahorro de luz y gas*. <https://comparador.selectra.es/comparacion-electricidad-gas>.
- [10] IDAE, “Informe de precios energéticos regulados: datos octubre 2020,” 41, 2020. [Online]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/estudios_informes_y_estadisticas/tarifas_reguladas_octubre_2020.pdf.
- [11] I. Real de la Barreda, “Trabajo de Fin de Master: autoconsumo fotovoltaico en España tras el Real Decreto 244/2019. Ejemplos de Instalaciones,” End of Master Project, ETSI Industriales Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Madrid, 2019.
- [12] A. R. Brandt, “How Does Energy Resource Depletion Affect Prosperity? Mathematics of a Minimum Energy Return on Investment (EROI),” *Biophys. Econ. Resour. Qual.*, vol. 2, no. 1, p. 2, Mar. 2017, doi: 10.1007/s41247-017-0019-y.