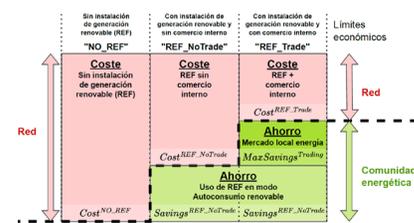


Empoderamiento de comunidades energéticas: tres métodos para distribuir el ahorro en mercados energéticos locales



Empowering energy communities: three methods to distribute savings in local energy markets



David Gonzalez-Asenjo^{1,2}, Luis R. Izquierdo¹ y Javier Sedano²

¹ Universidad de Burgos. (Campus Río Vena) Av. Cantabria, s/n - 09006 Burgos (España)

² Instituto Tecnológico de Castilla y León. C/ López Bravo, 70, Polígono Industrial de Villalonquén - 09001 Burgos (España)

DOI: <https://doi.org/10.52152/11065> | Recibido: 18/sep/2023 • Inicio Evaluación: 19/sep/2023 • Aceptado: 19/ene/2024

To cite this article: GONZALEZ-ASENJO, David; IZQUIERDO, Luis R.; SEDANO, Javier. EMPOWERING ENERGY COMMUNITIES: THREE METHODS TO DISTRIBUTE SAVINGS IN LOCAL ENERGY MARKETS. DYNA. July August 2024. Vol. 99, n.4, pp. 417-423. DOI: <https://dx.doi.org/10.52152/11065>

FINANCIACIÓN

Esta investigación ha sido financiada por el CDTI (Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial) en el marco del proyecto CER-20231019, por el Programa de Misiones de I+D en Inteligencia Artificial de la Secretaría de Estado de Digitalización e Inteligencia Artificial (SEDIA) del Ministerio de Economía y Transformación Digital (MIA.2021.M01.0004) correspondiente a los fondos del Plan de Recuperación, Resiliencia y Transformación, por la Agencia Estatal de Investigación (PID2020-118906GB-I00/AEI/10.13039/501100011033), y por el Ministerio de Ciencia e Innovación (TED2021-131388B-I00).

ABSTRACT

- In the current context of energy crisis, the energy sector is undergoing significant transformations towards a sustainable, competitive, and affordable energy landscape. Central to this transformation are Energy Communities (ECs), which have emerged as an ideal vehicle to facilitate the energy transition for small consumers. This paper evaluates the performance of three alternative methods (i.e. bill-sharing, price-based and surplus-based) to allocate costs and benefits within ECs. Specifically, we compare the distribution of savings generated by energy internal trading under each of the three allocation methods. The three allocation methods guarantee extracting the maximum economic surplus (i.e. savings) from the internal market, but one of them (bill-sharing) does not guarantee that participating in the internal trading is beneficial for every member. This is a major obstacle for its implementation since, frequently, some agents are worse off due to its participation in the community. The other two methods guarantee that participation is beneficial, but they differ in how savings are distributed. The distribution under price-based methods is influenced by the prices at which different members of the EC can buy and sell energy from the grid, while surplus-based methods distribute savings according to a criterion agreed by the EC members. Here we assume that they do it proportionally to the energy traded in the internal market.
- Keywords:** energy communities, local energy market, allocation method.

RESUMEN

En el contexto actual de crisis energética, el sector energético está experimentando transformaciones significativas hacia un es-

cenario energético sostenible, competitivo y asequible. En el centro de esta transformación se encuentran las Comunidades Energéticas (CEs), las cuales han surgido como un instrumento ideal para facilitar la transición energética de pequeños consumidores.

Este artículo evalúa tres métodos alternativos (*bill-sharing*, *price-based* y *surplus-based*) para asignar costes y beneficios dentro de las CEs. Específicamente, comparamos la distribución de los ahorros generados en el mercado interno bajo cada uno de estos tres métodos de asignación.

Los tres métodos de asignación garantizan obtener el máximo excedente económico (o ahorro) en el mercado interno, aunque uno de ellos (*bill-sharing*) no garantiza que la participación en el mercado interno sea beneficiosa para todos los miembros. Esto representa un obstáculo importante para su implementación, ya que con frecuencia algunos agentes se verán perjudicados por participar en la comunidad. Los otros dos métodos garantizan que la participación es beneficiosa, pero difieren en cómo se distribuyen los ahorros. La distribución bajo métodos de tipo *price-based* se ve influenciada por los precios a los que diferentes miembros de la CE pueden intercambiar energía con la red, mientras que los métodos *surplus-based* distribuyen los ahorros de acuerdo con un criterio acordado por los miembros de la CE. Aquí asumimos que lo hacen de manera proporcional a la energía transferida en el mercado interno.

Keywords: comunidades energéticas, mercado local de energía, método de asignación.

1. INTRODUCCIÓN: EL RETO DE LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS

Desde hace varios años, el sector energético está atravesando un periodo singular caracterizado por escaseces localizadas, alta volatilidad de los precios, fuerte dependencia de los combustibles fósiles y alarmantes perturbaciones en el panorama geopolítico. Como consecuencia, los mercados y las políticas energéticas han evolucionado y continúan evolucionando, desencadenando en la actualidad sólidos argumentos medioambientales y económicos a favor de fuentes de energía asequibles, competitivas y sostenibles que puedan garantizar el bienestar de los ciudadanos a largo plazo [1].

En el sector energético, los ciudadanos han sido tradicionalmente considerados sólo en su papel de consumidores y, por tanto,

han sufrido una posición de desventaja en términos de poder de mercado. Para hacer frente a este problema, la Comisión Europea ha promovido nuevas políticas de empoderamiento de los ciudadanos [2] dirigidas a cambiar el equilibrio de poder en el mercado de la energía, a partir de las cuales están surgiendo herramientas innovadoras que permiten aprovechar aspectos de la naturaleza distribuida de los pequeños consumidores, tales como el autoconsumo de energía limpia producida localmente, la gestión de la respuesta a la demanda y el almacenamiento deslocalizado. En particular, las Comunidades Energéticas (CEs) han demostrado ser un vehículo útil para la aplicación de este tipo de herramientas de empoderamiento ciudadano, siendo uno de los principales instrumentos para la transición energética de hogares y pequeños consumidores.

Por consiguiente, las CEs se enfrentan a un reto ambicioso: hacer realidad las políticas energéticas europeas, modificando al mismo tiempo el equilibrio de poder en el mercado de la energía, y partiendo de una posición de desventaja. Para todo ello, se requiere investigación y tecnologías innovadoras que tengan por objetivo proporcionar herramientas beneficiosas, sencillas y comprensibles para los ciudadanos, a fin de alcanzar la masa crítica y el factor multiplicador necesarios para el éxito de las CEs.

2. FLUJOS DE POTENCIA Y FLUJOS ECONÓMICOS

La investigación sobre las CEs ha crecido exponencialmente en los últimos 5 años [3]. En general, hemos de considerar que el funcionamiento de las CEs exige tratar con dos tipos distintos de flujos: de potencia (distribución de energía y gestión de activos) y económicos (modelos de negocio, costes y ahorros). Ambos deben tenerse en cuenta para lograr un funcionamiento óptimo.

La investigación sobre flujos de potencia se centra en cuestiones como el diseño óptimo de sistemas de energía renovable y baterías, equilibrado de potencias, diseño de redes inteligentes, etc. [4] [5], mientras que la investigación sobre flujos económicos aborda cuestiones como el rendimiento de las inversiones y la distribución de costes y beneficios entre los miembros de la CE [6].

Por lo general, las CEs suelen explotar fuentes de energía renovables que, mediante el autoconsumo y el comercio interno, pueden generar ahorros significativos [7]. Estos ahorros pueden ser mayores si la comunidad opera de forma colectiva que si cada uno de sus participantes actuase de forma independiente [8]. En consecuencia, gestionar una CE implica tener que distribuir costes y beneficios entre sus miembros.

Para obtener el máximo ahorro, muchos autores destacan la necesidad de una entidad central (gestor de la comunidad) que opere un mercado energético local basado en el comercio energético entre iguales (P2P) [9], lo que implica cierta complejidad adicional para lograr la eficiencia. Asimismo, para aplicar los resultados de la investigación a nivel ciudadano debemos trabajar en busca de la simplicidad y la flexibilidad, con el objetivo de afrontar el reto de garantizar la participación de los ciudadanos y facilitar su adaptación a las últimas tecnologías [10].

Por otra parte, investigaciones más recientes se centran en una tendencia emergente: el diseño de modelos de negocio para CEs que puedan incluir herramientas de mitigación del poder de mercado [11]. Aquí, mecanismos ex-post tales como los métodos de asignación de costes, pueden utilizarse para resolver los desequilibrios debidos a la diferente posición que los agentes pueden tener en la cadena de valor de la energía. En este ámbito, en [3] definimos un conjunto de propiedades deseables (participación beneficiosa, eficiencia, equidad, uniformidad y respeto al medio ambien-

te) y estudiamos cuáles de estas propiedades son satisfechas por diferentes métodos de asignación de costes. Nuestra contribución aquí es un análisis comparativo de tres métodos de asignación para diferentes dimensiones de CE, utilizando escenarios reales.

3. METODOLOGÍA

3.1. DESCRIPCIÓN DE UNA COMUNIDAD ENERGÉTICA TIPO

En este apartado analizamos el ahorro obtenido por una comunidad de prosumidores que explotan una instalación que genera electricidad a partir de una fuente de energía renovable (REF - "Renewable Energy Facility" - por sus siglas en inglés) y a los que se permite comerciar internamente con la energía generada.

Para explicar paso a paso el funcionamiento de esta comunidad, utilizamos la Fig.1, que muestra: una situación simple en la que no hay ninguna instalación generadora de energía (izq.), una situación en la que hay una REF pero no hay comercio interno (centro), y la situación en la que hay una REF y comercio interno (dcha.), que es el caso que analizamos en este documento. Utilizaremos la letra a para designar a un miembro concreto de la comunidad (o agente), y la letra A para referirnos a toda la comunidad. La energía generada por la comunidad en un intervalo de tiempo t (típicamente, una hora) se denomina E_t^g . En principio, cada variable que utilizamos estará referenciada a una franja horaria concreta, por lo que todas deben indexarse en t ; sin embargo, en aras de la claridad, prescindiremos de este índice a partir de ahora.

La situación en la que no hay ninguna instalación es sencilla (Fig. 1, izquierda): utilizando e_a^c para indicar la energía consumida por el agente $a \in A$, la comunidad necesita comprar una energía total de $E^c = \sum_{a \in A} e_a^c$ a la red.

Supongamos ahora que la comunidad explota una REF que produce un total de E^g (Fig. 1, centro) y cada agente $a \in A$ tiene asignada una fracción α_a de esta energía total. La energía obtenida por el agente a de la instalación se denomina $e_a^g = \alpha_a \cdot E^g$, y utilizamos $p_{buy}^{Facility}$ para denotar el coste marginal de una unidad de energía obtenida de la instalación. Suponemos que $p_{buy}^{Facility}$ es infe-

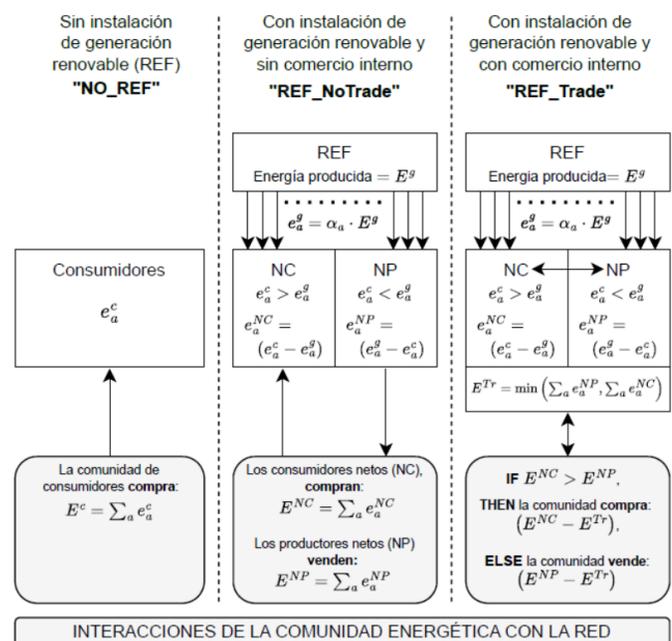


Fig. 1. Tres tipos diferentes de comunidades. Izquierda: una comunidad de consumidores sin ninguna instalación de generación de energía. Centro: una comunidad de prosumidores que comparten una REF pero no pueden intercambiar energía internamente. Derecha: una comunidad que comparte una REF y cuyos miembros pueden intercambiar energía internamente.

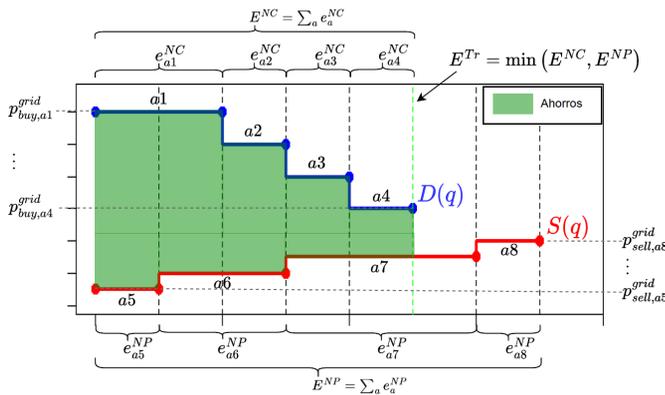


Fig. 2. Ejemplo de cómo el comercio interno puede proporcionar ahorros. La función de demanda de energía $D(q)$ se muestra en azul, y la función de oferta de energía $S(q)$, en rojo. El máximo ahorro total que puede conseguirse es el área sombreada en verde.

rior a cualquier precio al que los agentes pueden comprar o vender energía a la red, por lo que los agentes siempre estarán dispuestos a recibir la energía e_a^g que les ha sido asignada.

Ahora podemos definir el conjunto de consumidores netos $NC = \{a | e_a^c > e_a^g\}$ y el conjunto de productores netos $NP = \{a | e_a^c < e_a^g\}$ en una determinada franja horaria t . Para un consumidor neto $a \in NC$, definimos $e_a^{NC} = (e_a^c - e_a^g)$ como la parte de su consumo que no se satisface con la energía obtenida de la instalación. Para un productor neto $a \in NP$, sea $e_a^{NP} = (e_a^g - e_a^c)$ su exceso de energía. Si no se permite el comercio interno, los consumidores netos y los productores netos interactúan por separado con la red. Además, es posible que los agentes tengan distintos precios horarios de compra ($p_{buy,a}^{Grid}$) y de venta ($p_{sell,a}^{Grid}$) para sus operaciones con la red.

Por último, consideramos el caso en el que se permite a los miembros intercambiar energía internamente (Fig. 1, derecha), siendo ésta la situación en la que nos centraremos. Suponemos que, en cada franja horaria, los agentes pagan un precio mayor por comprar energía a la red que el precio que obtienen por vender energía a la red, es decir $\min_a p_{buy,a}^{Grid} > \max_a p_{sell,a}^{Grid}$. Así, si los NP transfieren su exceso de energía a los NC, la comunidad en su conjunto puede ahorrar dinero. Sea $E^{NC} = \sum_{a \in NC} e_a^{NC}$ y $E^{NP} = \sum_{a \in NP} e_a^{NP}$. Para maximizar el ahorro, la cantidad de energía que debe transferirse internamente es $E^{Tr} = \min(E^{NC}, E^{NP})$ y, de este modo, la comunidad puede ahorrar las diferencias entre $p_{buy,a \in NC}^{Grid}$ y $p_{sell,a \in NP}^{Grid}$ de las unidades de energía transferidas (véase la Fig. 2).

En la figura 2 vemos un ejemplo de cómo el comercio interno puede proporcionar ahorros. Ésta se refiere a una franja horaria concreta, en la que hay cuatro consumidores netos ($a1, a2, a3, a4$) y cuatro productores netos ($a5, a6, a7, a8$). Se debe tener en cuenta que el conjunto de consumidores y productores netos suele ser diferente en cada franja horaria, en función de sus patrones de producción y consumo de energía. La función de demanda de energía $D(q)$, representada en azul en la Fig. 2, está formada por las necesidades energéticas de los consumidores netos ($e_{a \in NC}^{NC}$), teniendo en cuenta el precio máximo que estarían dispuestos a pagar por la energía que necesitan ($p_{buy,a \in NC}^{Grid}$). La función de oferta de energía $S(q)$, en rojo, está formada por el exceso de energía de los productores netos en la franja horaria ($e_{a \in NP}^{NP}$), considerando el precio mínimo que estarían dispuestos a aceptar por su exceso de energía ($p_{sell,a \in NP}^{Grid}$). La cantidad de intercambio que maximiza el ahorro para toda la comunidad es $E^{Tr} = \min(E^{NC}, E^{NP})$ y el ahorro total máximo que puede conseguirse es la zona sombreada en verde de la figura.

3.2. COSTES Y AHORROS OBTENIDOS POR LA COMUNIDAD ENERGÉTICA

El coste en que incurre una comunidad que no tiene ninguna instalación de generación de energía (Fig.1, izquierda) es:

$$Cost^{NO_REF} = \sum_{a \in A} p_{buy,a}^{Grid} \cdot e_a^c$$

Seguidamente calculamos el ahorro conseguido por una comunidad debido estrictamente al funcionamiento de una REF, es decir, suponiendo que no se permite el comercio interno. Más adelante, calcularemos también el ahorro adicional debido a la posibilidad de comercio interno (véase la Fig. 3).

El ahorro conseguido por el funcionamiento de la instalación (sin comercio energético interno) sería de:

$$Savings^{REF_NoTrade} = \sum_{a \in NC} (p_{buy,a}^{Grid} - p_{buy}^{Facility}) \cdot e_a^g + \sum_{a \in NP} (p_{buy,a}^{Grid} - p_{buy}^{Facility}) \cdot e_a^c + \sum_{a \in NP} (p_{sell,a}^{Grid} - p_{buy}^{Facility}) \cdot e_a^{NP}$$

El primer término representa el ahorro conseguido por los NC, que consumen toda la energía que tienen asignada e_a^g . Los otros dos términos representan el ahorro conseguido por los NP, que utilizan una fracción de la energía asignada producida por la instalación para satisfacer todo su consumo de energía e_a^c (segundo término), y les queda un excedente de energía $e_a^{NP} = (e_a^g - e_a^c)$ que pueden vender a la red (tercer término).

Finalmente, si se permite a los agentes comerciar internamente con la energía, pueden conseguir ahorros aún mayores (véanse las Figs. 2 y 3). La razón es que los consumidores netos pagan un precio mayor por comprar energía a la red que el precio que obtienen los productores netos por venderla a la red ($\min_a p_{buy,a}^{Grid} > \max_a p_{sell,a}^{Grid}$). Por lo tanto, si comercian internamente, pueden ahorrarse este diferencial de precios por cada unidad de energía que comercien internamente. El ahorro máximo que puede conseguir la comunidad por operar un mercado interno es:

$$MaxSavings^{Trading} = \int_0^{E^{Tr}} (D(q) - S(q)) dq$$

donde $D(q)$ y $S(q)$ son, respectivamente, las funciones (inversas) de demanda y oferta de energía en el mercado interno. Estos ahorros máximos equivalen al excedente económico obtenido en el mercado interno si éste se vacía de manera eficiente, es decir, si la energía se intercambia preferentemente entre los NC con los precios más altos y los NP con los precios más bajos (véase la Fig. 2). En la siguiente sección se analizan distintos métodos que pue-

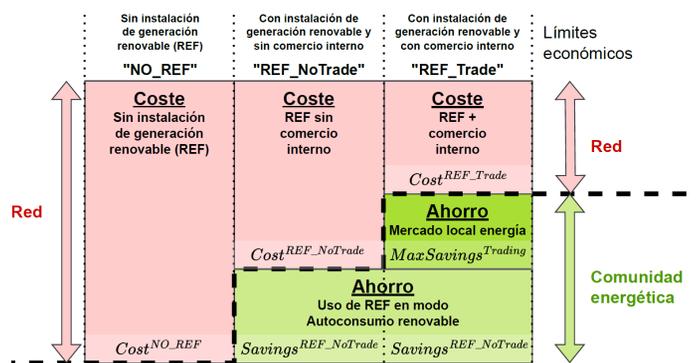


Fig. 3. Límites económicos que reflejan nuestro enfoque en términos de empoderamiento de los consumidores a través de mecanismos adecuados de vaciado de mercado y asignación de costes dentro de las comunidades energéticas.

Método de asignación	Intercambio interno de energía	Distribución del ahorro procedente del intercambio interno	Comentario
"Reparto de facturas" Bill-sharing (BS) [12]	La CE actúa como una sola unidad. Si $E^{NC} > E^{NP}$ entonces toda la E^{NP} se entrega gratuitamente a los NC, en orden decreciente de $p_{buy,a}^{Grid}$. Si $E^{NC} < E^{NP}$ entonces los NP ceden gratuitamente su energía a los NC, en orden creciente de $p_{sell,a}^{Grid}$.	Los NC obtienen la energía de los NP de forma gratuita. Así, los NC obtienen un ahorro incluso mayor que el excedente obtenido en el mercado interno. Los NP, por su parte, pierden los ingresos que obtendrían si vendieran su exceso de energía a la red.	Puede interpretarse como un caso especial de método basado en precios (<i>price-based</i>) en el que $p_{Tr} = 0$.
"Basado en precios" Price-based (PB) [3]	Se vacía el mercado interno fijando un precio de transferencia común para la energía intercambiada internamente (Fig. 2) tal que: $\min_a p_{buy,a}^{Grid} > p_{Tr} > \max_a p_{sell,a}^{Grid}$	Cada unidad de energía intercambiada internamente proporciona un ahorro de $(p_{buy,buyer}^{Grid} - p_{sell,seller}^{Grid})$. En cada unidad intercambiada, el comprador obtiene $(p_{buy,buyer}^{Grid} - p_{Tr})$ y el vendedor obtiene $(p_{Tr} - p_{sell,seller}^{Grid})$.	La distribución del ahorro depende de cómo se establece p_{Tr} y de la elasticidad de la demanda y la oferta. Aquí fijamos p_{Tr} como la media de los precios de compra y venta de la última unidad negociada.
"Basado en excedentes" Surplus-based (SB) [3]	Mismo mecanismo de vaciado de mercado que el método <i>price-based</i> .	El ahorro obtenido en el mercado interno se distribuye según un criterio acordado entre los miembros de la CE.	En este artículo distribuimos el ahorro proporcionalmente a la energía intercambiada en el mercado local.

Tabla 1. Tres métodos de asignación de costes considerados en este documento

den utilizarse para asignar este ahorro máximo entre los miembros de la comunidad.

3.3. TRES MÉTODOS PARA COMPARTIR LA ENERGÍA Y ASIGNAR COSTES Y BENEFICIOS

Los ahorros del mercado interno se reparten entre los NP y los NC, y aparte también puede haber intercambios con la red, que pueden reportar costes o beneficios. Todos estos costes y beneficios deben asignarse a los distintos miembros de la comunidad. Para ello, en la Tabla 1 se consideran tres métodos de asignación. En los tres casos, la demanda insatisfecha o la oferta restante tras el comercio interno es resuelta con la red por los miembros de la CE individualmente.

La elección de un método de reparto de costes y beneficios puede tener un impacto significativo tanto en el funcionamiento de una CE como en la percepción de los participantes en términos de equidad y transparencia. El objetivo es lograr un funcionamiento eficaz de la CE, proporcionando al mismo tiempo una mayor transparencia y comprensión de cómo se distribuyen los costes y los ingresos, ya que una asignación de beneficios clara y que sea percibida como justa es clave para el éxito de la CE.

3.4. SIMULACIONES BASADAS EN DATOS REALES

El objetivo de las simulaciones es comparar los tres métodos de asignación en distintos escenarios basados en datos reales. Para ello, simulamos una comunidad de 50 agentes durante un año, utilizando franjas de tiempo de una hora y los siguientes conjuntos de datos:

- Los perfiles de consumo se han tomado del conjunto de datos en [13].
- Los precios de compra y venta se han obtenido del mercado eléctrico español en 2021 [14].
- El perfil de la energía generada se ha tomado de una instalación solar fotovoltaica en un lugar concreto de España [15], y suponemos que cada agente obtiene la misma fracción de energía de la instalación ($\alpha_a = 1/50 \forall a$). El tamaño de esta instalación se ha elegido para resaltar las diferencias entre los métodos, las cuales son más notables cuando el ahorro generado en el mercado interno es grande. Esto se consigue si hay

NC y NP dentro de la misma franja horaria con demandas y excesos de energía significativos respectivamente, lo que suele ocurrir cuando la energía generada dentro de la comunidad es moderada [3]. Así, elegimos el tamaño de la instalación para que la energía total generada sea aproximadamente el 50% de la energía total consumida por la comunidad.

Otro factor que influye en el ahorro generado en el mercado interno es la diferencia entre los precios de compra de los NC y los precios de venta de los NP (véase la Fig. 2). Cuanto mayor sea la diferencia entre los precios de compra y los de venta, mayor será el ahorro. Dada la importancia de este factor, consideramos dos escenarios:

- "Precios iguales". En cada hora, todos los miembros tienen el mismo precio de compra y el mismo precio de venta. Este es un caso habitual cuando los consumidores se encuentran en la misma zona geográfica o en arquetipos de CE de tipo cooperativo [7].
- "Precios diferentes". Los miembros pueden tener precios diferentes dentro de la misma franja horaria. Este escenario puede darse en arquetipos de CE más liberales, con un origen heterogéneo de los participantes. Normalmente, pueden utilizar plataformas externas de negociación para la gestión económica de la comunidad. Para que el diferencial de precios sea coherente con los datos reales, hemos establecido un rango de variación de $\pm 50\%$; en concreto, hemos multiplicado los precios individuales considerados en el escenario "Precios iguales" por un vector de 50 elementos donde el i -ésimo elemento es $0.5 + \frac{i-1}{50-1}$ con $i \in [1,50]$ creando así un vector de 50 precios diferentes que asignamos a los participantes. Asignamos mejores precios a los agentes con mayor consumo, como suele ocurrir en el mundo real. De esta forma, hemos introducido heterogeneidad en los precios, respetando en gran medida la magnitud de los precios reales de la energía. También comprobamos que la condición $\min_a p_{buy,a}^{Grid} > \max_a p_{sell,a}^{Grid}$ se cumple en cada franja horaria.

Por último, para facilitar una comparación ordenada entre los métodos de asignación, no incluimos en nuestras simulaciones el uso de baterías ni de ningún otro activo auxiliar.

Método	Ahorro en el escenario "Precios iguales"			Ahorro en el escenario "Precios diferentes"		
	Autoconsumo "REF_NoTrade"	Comercio interno "REF_Trade"	NC / NP Reparto de ahorros del mercado local	Autoconsumo "REF_NoTrade"	Comercio interno "REF_Trade"	NC / NP Reparto de ahorros del mercado local
[BS] Bill-sharing	33.24%	3.58%	260.44% / -160.44%	36.83%	3.26%	258.36% / -158.36%
[PB] Price-based	33.24%	3.58%	50.00% / 50.00%	36.83%	3.26%	50.36% / 49.64%
[SB] Surplus-based	33.24%	3.58%	50.00% / 50.00%	36.83%	3.26%	50.00% / 50.00%

Tabla 2. Resumen en porcentaje de la asignación del ahorro global respecto del coste total sin instalación de generación renovable (Escenario "NO_REF") para cada método de asignación.

Gráfico	Eje X	Eje Y
A	1 dato por cada uno de los 50 miembros, ordenados de menor a mayor ahorro en el mercado local	<ul style="list-style-type: none"> Principal (izquierda): Curvas de costes (k€) para las tres situaciones posibles: "NO_REF", "REF_NoTrade" y "REF_Trade" (Véase la Fig.3) Secundario (derecha): Ahorro (k€) proporcionado por el mercado local
B		Ratio (%) de energía transferida en el mercado interno para los NP (rojo) y los NC (azul)
C		Ranking en percentiles de los precios de compra/venta a la red expresados en orden creciente (de PO a P100), donde el tamaño de cada punto es proporcional a la energía transferida (Ratio del gráfico "B").
D		¿Es beneficiosa la participación en el mercado local? Sí (verde) / No (rojo)
E		1 dato por hora en 1 año (8760 h)

Tabla 3. Explicación de los gráficos de las figuras 4 y 5.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la Tabla 2 se resume el ahorro obtenido en cada escenario con los tres métodos de asignación. Estos ahorros se muestran como porcentaje del coste total que soportaría la CE si no generara energía (escenario "NO_REF" en la Fig.1 y Fig.3). Podemos ver que el ahorro debido estrictamente al autoconsumo (es decir, sin comercio interno) es del 33,24% en el escenario "precios iguales" y ligeramente superior (36,83%) en el escenario "precios diferentes". El ahorro debido al comercio interno es ligeramente superior al 3% en todos los casos. Estos ahorros se distribuyen prácticamente por igual entre los NC y los NP con arreglo a los métodos *price-based* y *surplus-based*, pero de forma muy desigual con arreglo al método *bill-sharing*. Con este último, los NP saldrían ganando si no se permitiera el comercio interno.

En las figuras 4 y 5 se muestran resultados de simulación más detallados. Estas figuras se han creado como matrices de 5x3, donde cada columna corresponde a uno de los tres métodos de asignación, y cada fila representa diferentes aspectos de evaluación del desempeño de la CE (véase la Tabla 3).

En el escenario de "precios iguales" (véase la figura 4), la participación en la CE con arreglo al método *bill-sharing* no es beneficiosa para los NP [3] (véase la Tabla 2). Esto también puede apreciarse en la Fig.4.BS-A, donde el coste después de negociar para los agentes 1 a 32 (*Cost_REF_Trade*), que son principalmente NP (Fig.4.BS-B), es superior al coste sin negociar (*Cost_REF_NoTrade*), lo que arroja un ahorro negativo debido al comercio interno (*Savings*) para ellos (véase también la Fig.4.BS-D). Con este método, los NC obtienen un ahorro mayor que con los otros dos métodos,

pero lo hacen a expensas de los NP (que, de hecho, ceden su exceso de energía a los NC de forma gratuita). En cambio, con los métodos *price-based* y *surplus-based*, todos los agentes que participan en el mercado interno salen beneficiados (Fig.4.PB-D y SB-D).

Cuando los precios son los mismos para todos los agentes, los métodos *price-based* y *surplus-based* son idénticos [3]. Ambos distribuyen el ahorro proporcionalmente a la energía comercializada en el mercado interno, independientemente de la naturaleza del agente (NC o NP) o de su consumo total. Por lo tanto, en el escenario de "precios iguales", las distribuciones del ahorro con los métodos basados en precios y en excedentes son iguales y equitativas entre consumidores y productores (Fig.4.PB-E y SB-E).

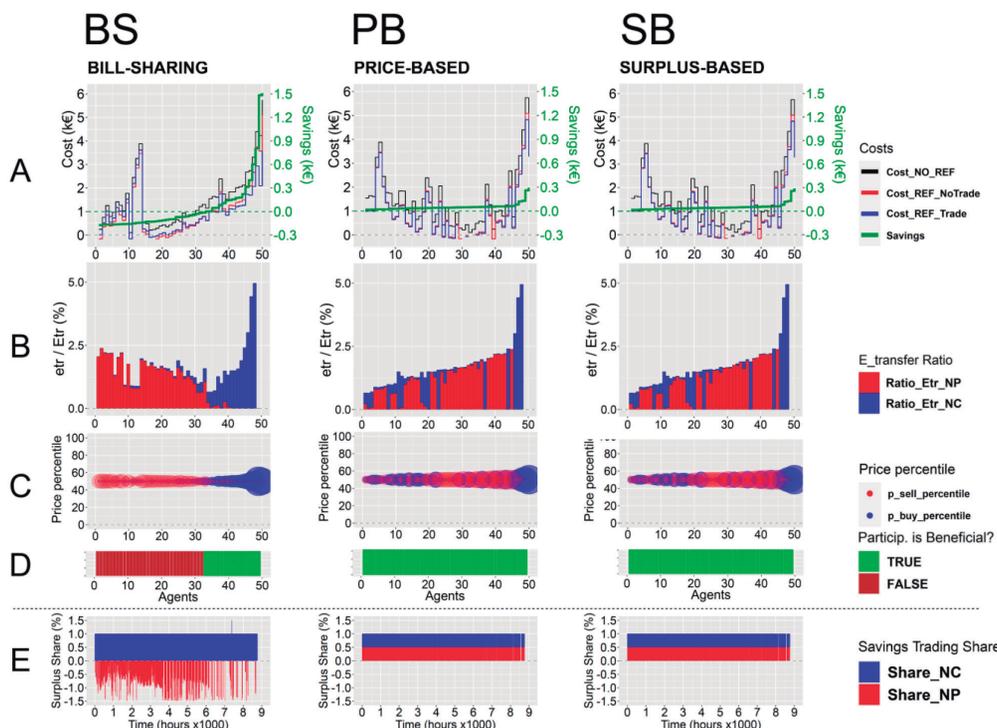


Fig. 4. Simulación de la dinámica de la CE para 3 métodos de asignación en el escenario "Precios iguales". La numeración de los agentes corresponde a su posición en orden creciente según la magnitud de su ahorro.

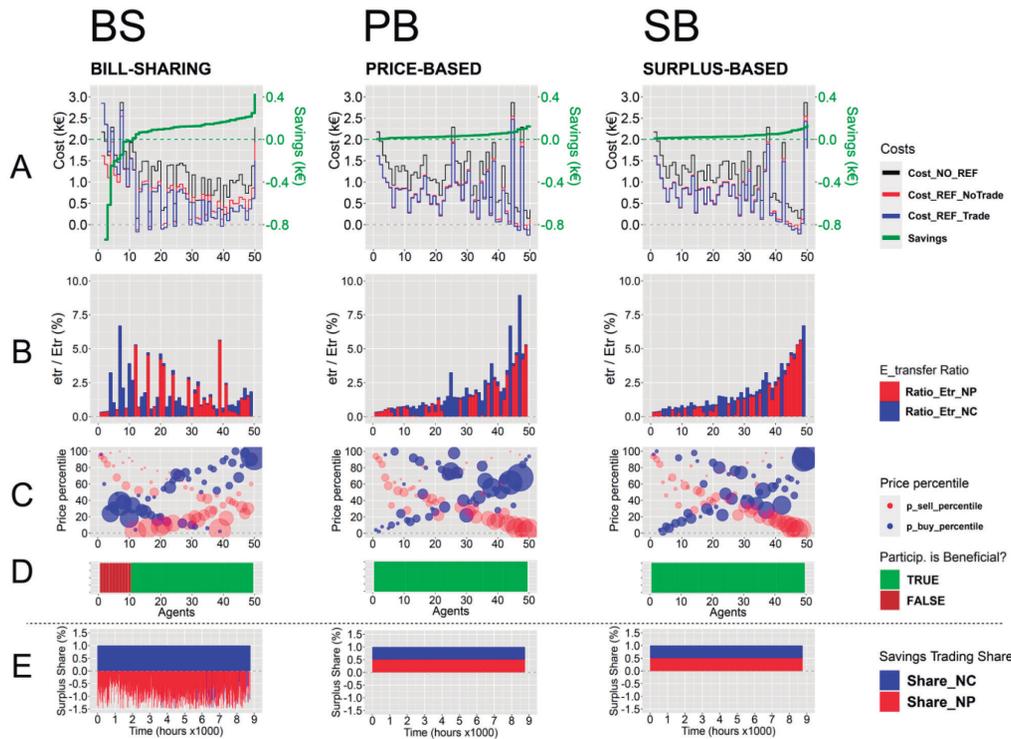


Fig. 5. Simulación de la dinámica de la CE para 3 métodos de asignación en el escenario "Precios diferentes". La numeración de los agentes corresponde a su posición en orden creciente según la magnitud de su ahorro.

En el escenario "Precios diferentes", la dinámica de la comunidad es más compleja, ya que hay agentes con diferentes precios de compra/venta en la misma franja horaria (ver Fig.5).

Curiosamente, en este escenario el método *bill-sharing* perjudica no sólo a los NP, sino también a los NC que intercambian una cantidad significativa de energía con la red y tienen precios de compra moderadamente bajos (véase la Fig.5.BS-C). Estos NC tienen que compartir la factura de la red con otros NC que tienen precios de compra más elevados. Así, los NC con precios de compra más bajos acaban pagando un precio mayor que el que pagarían si no tuvieran que compartir la factura (comparar Fig.5.BS-B con Fig.5.PB-B y Fig.5.SB-B). En consecuencia, podemos ver que el método *bill-sharing* sigue sin garantizar que todos los miembros se beneficien de participar en la CE, al igual que en el escenario "Precios iguales" (Fig.4). Esto contrasta con los métodos basados en los precios y en los excedentes, que garantizan que la participación en la CE es beneficiosa (véanse las Fig.5.PB-D, Fig.5.PB-E, Fig.5.SB-D y Fig.5.SB-E).

Obsérvese también que el ahorro con el método *bill-sharing* no guarda una correlación significativa con la cantidad de energía intercambiada dentro de la comunidad (véanse Fig.5.BS-B y Fig.5.BS-C). Esta correlación es claramente mayor con el método *price-based* (véanse Fig.5.PB-B y Fig.5.PB-C) e incluso mayor con el método *surplus-based* (véanse Fig.5.SB-B y Fig.5.SB-C).

A diferencia de la hipótesis "Precios iguales", los métodos *price-based* y *surplus-based* ya no son idénticos en el escenario "Precios diferentes". El método *price-based*, al definir un precio de intercambio $p_{T,T}$ para cada transacción interna en la franja horaria, establece una distribución del ahorro entre NC y NP condicionada por la forma de las funciones de oferta y demanda (véase Tabla 2). En cambio, el método *surplus-based* basa la distribución del ahorro en la energía transferida, tratando a los NC y a los NP de la misma manera (véase la Fig.5.SB-E y Tabla 2). Esto implica también que la correlación entre ahorro y energía transferida es significativamente mayor que en los otros dos métodos (véase la

Fig.5.SB-B). Naturalmente, en los métodos *price-based* y *surplus-based*, los ahorros están positivamente correlacionados con los precios de compra para los NC, y negativamente correlacionados con los precios de venta para los NP (véase la Fig.5.SB-C). En otras palabras, los agentes con precios de red menos favorables son los que más se benefician del comercio interno, ya que son los que tienen mayor capacidad de generar ahorros. Esta correlación no es tan fuerte en el método *bill-sharing*, ya que los NP con precios más bajos son los primeros obligados a ceder su energía gratuitamente.

5. CONCLUSIONES

En este artículo, hemos comparado tres métodos diferentes (*bill-sharing*, *price-based* y *surplus-based*) para

asignar costes y beneficios en comunidades energéticas en las que se permite el intercambio interno de energía. Hemos realizado simulaciones con cada uno de ellos utilizando conjuntos de datos de consumo y precios reales, y hemos analizado el cumplimiento de ciertas propiedades deseables, tales como la participación beneficiosa [3]. Un método de asignación satisface la participación beneficiosa si garantiza que todos los agentes están en igual o mejor situación cuando se les permite intercambiar energía internamente. Hemos comprobado que los métodos de asignación *price-based* y *surplus-based* garantizan una participación beneficiosa, pero el método *bill-sharing* no.

También hemos visto que hay ciertas características subyacentes de las CE que afectan a su funcionamiento, tales como la complementariedad de los perfiles de consumo y el diferencial de precios de compra/venta. El aumento de la heterogeneidad de los perfiles de consumo suele incrementar el intercambio interno de energía, mientras que un mayor diferencial de precios conlleva mayores beneficios a través del intercambio interno.

En cuanto al desempeño de los tres métodos de asignación que hemos considerado, nuestras simulaciones nos han llevado a las siguientes conclusiones:

Aunque el método *bill-sharing* pueda parecer lógico y sencillo de aplicar, no garantiza que la participación sea beneficiosa para todos los miembros. Este método penaliza fuertemente a los productores netos, y también a los consumidores netos con precios de compra bajos. La razón es que, con este método, los productores netos están dando gratis su exceso de energía a los consumidores netos, y los consumidores netos con precios de compra bajos pueden tener que pagar un precio más alto cuando la CE tiene que comprar energía a la red y se reparte la factura.

En cambio, los métodos *price-based* y *surplus-based* son eficientes y garantizan que la participación sea beneficiosa. En las CE en las que todos los miembros tienen los mismos precios (escenario de "precios iguales"), los métodos aquí considerados, *price-based* (con un precio de transferencia igual a la media de

los precios marginales de compra y venta) y *surplus-based* (con un excedente distribuido proporcionalmente a la energía comercializada internamente), son idénticos [3]. En ambos casos, el ahorro es proporcional a la cantidad de energía intercambiada en el mercado interno y el reparto del ahorro entre los NP y los NC es igual en cada franja horaria.

Estos dos métodos difieren cuando no todos los participantes tienen el mismo precio, como en el escenario "Precios diferentes". En estos casos, los miembros con precios desfavorables en sus interacciones con la red (es decir, precio de compra alto y precio de venta bajo) salen mejor parados con el método *price-based* que con el método *surplus-based*.

Podemos encontrar argumentos válidos para defender tanto los métodos basados en el precio como los basados en los excedentes. Por un lado, la asignación realizada según el método *price-based* asigna el ahorro a los miembros que lo han creado: un NC con un precio de compra elevado obtendrá un mayor ahorro porque, si ese consumidor no existiera, ese ahorro tampoco existiría. Del mismo modo, un NP con un precio de venta bajo obtendrá un mayor ahorro porque si no existiera ese productor, ese ahorro tampoco existiría. Por otro lado, la asignación realizada según el método *surplus-based* es más igualitaria, ya que asigna un ahorro proporcional a la energía intercambiada en el mercado local, independientemente de los precios que cada miembro tenga en sus interacciones con la red.

El reparto del ahorro que obtienen los NC y los NP también puede ser muy diferente con estos dos métodos de asignación. Con el método *surplus-based*, los NC y los NP obtienen la misma proporción de ahorro (es decir, el 50% cada grupo), ya que el ahorro es proporcional a la energía transferida. En cambio, con el método *price-based*, esta distribución depende en gran medida de la forma de las funciones de oferta y demanda en el mercado interno, obteniendo una parte menor del ahorro el grupo con la función de oferta/demanda más elástica. No obstante, en nuestras simulaciones la diferencia entre estos dos métodos ha sido muy pequeña.

Con todo ello, hemos demostrado que el método *bill-sharing* tiene el grave defecto de no garantizar que la participación en el mercado local sea beneficiosa para todos los miembros. Esto es una cuestión importante, ya que en escenarios cercanos a la realidad puede haber muchos miembros que estén mejor fuera de la comunidad. En cambio, tanto el método *price-based* como el *surplus-based* son eficientes y garantizan que la participación es beneficiosa para todos los miembros. En contextos en los que no todos los participantes tienen los mismos precios en sus interacciones con la red, hemos visto cómo estos dos métodos asignan el ahorro de forma diferente y hemos ilustrado las principales diferencias.

En definitiva, hemos destacado la importancia de las herramientas de mitigación del poder de mercado de tipo "ex post" (es decir, mecanismos cuyo resultado no depende de una predicción o asignación previamente estimada), donde se encuentran los tres métodos considerados, como herramienta emergente para el funcionamiento eficiente de las CEs.

También hay otros aspectos que afectan al funcionamiento de las CEs y que hemos pasado por alto, como la ciberseguridad. Aunque no se han tratado en este artículo, hemos propuesto que el gestor de la CE tenga acceso a la misma información que los agentes de mercado existentes actualmente (operador del sistema y comercializadores de energía), lo que no crea vulnerabilidades adicionales y añade el efecto positivo de que el gestor de la CE utilizará esta información para actuar en interés propio de toda la comunidad.

REFERENCIAS

- [1] IEA, "World Energy Outlook 2022," 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>, License: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A).
- [2] European Commission, "A European Green Deal | European Commission," <https://ec.europa.eu/>, 2020. <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/>.
- [3] D. Gonzalez-Asenjo, L. R. Izquierdo, and J. Sedano, "A simple and efficient method to allocate costs and benefits in energy communities," *J. Ind. Eng. Manag.*, vol. 16, no. 2, pp. 398–424, Jul. 2023, DOI: <https://doi.org/10.3926/jiem.5514>.
- [4] V. Heinisch, M. Odenberger, L. Göransson, and F. Johnsson, "Prosumers in the electricity system-household vs. system optimization of the operation of residential photovoltaic battery systems," *Front. Energy Res.*, vol. 6, no. January, 2019, DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2018.00145>.
- [5] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, and J. Van Mierlo, "The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions," *Appl. Energy*, vol. 111, pp. 1126–1135, 2013, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.059>.
- [6] N. Li and Ö. Okur, "Economic analysis of energy communities: Investment options and cost allocation," *Appl. Energy*, vol. 336, Apr. 2023, DOI: <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2023.120706>.
- [7] I. F. G. Reis, I. Gonçalves, M. A.R. Lopes, and C. Henggeler Antunes, "Business models for energy communities: A review of key issues and trends," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 144, no. March, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111013>.
- [8] S. Henni, P. Staudt, and C. Weinhardt, "A sharing economy for residential communities with PV-coupled battery storage: Benefits, pricing and participant matching," *Appl. Energy*, vol. 301, no. March, p. 117351, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117351>.
- [9] Y. Zhou, J. Wu, C. Long, and W. Ming, "State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading," *Engineering*, vol. 6, no. 7, pp. 739–753, Jul. 2020, DOI: <https://doi.org/10.1016/J.ENG.2020.06.002>.
- [10] S. Norbu, B. Couraud, V. Robu, M. Andoni, and D. Flynn, "Modelling the redistribution of benefits from joint investments in community energy projects," *Appl. Energy*, vol. 287, no. January, p. 116575, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116575>.
- [11] X. Lin, B. Wang, Z. Xiang, and Y. Zheng, "A review of market power-mitigation mechanisms in electricity markets," *Energy Convers. Econ.*, vol. 3, no. 5, pp. 304–318, Oct. 2022, DOI: <https://doi.org/10.1049/ENC2.12067>.
- [12] M. Grzanic, J. M. Morales, S. Pineda, and T. Capuder, "Electricity Cost-Sharing in Energy Communities under Dynamic Pricing and Uncertainty," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 30225–30241, 2021, DOI: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3059476>.
- [13] J. Bendik, "Dataset of 15-minute values of active and reactive power consumption of 1000 households during single year," vol. 1, 2023, DOI: <https://doi.org/10.17632/PNS69YXGRP.1>.
- [14] Red eléctrica de España, "E-SIOS. Sistema de Información del Operador del Sistema," E-SIOS, 2023. <https://www.esios.ree.es/es>.
- [15] "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (accessed Sep. 15, 2023).