

Algoritmo de control para la gestión óptima de los excedentes energéticos de una instalación de autoconsumo renovable. Un enfoque preliminar

Carlos Álvarez

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira s/n, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas (España), carlos.alvarez102@alu.ulpgc.es

Sergio Velázquez

Departamento de Ingeniería Electrónica y Automática, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira s/n, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas (España), sergio.velazquezmedina@ulpgc.es

Pedro Cabrera

Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Campus de Tafira s/n, 35017 Las Palmas de Gran Canaria, Las Palmas (España), pedro.cabrerasantana@ulpgc.es

Resumen

En este trabajo se presenta y se analiza una primera aproximación de un algoritmo cuyo objetivo final es optimizar técnica y económicamente la gestión de los excedentes energéticos de una instalación de autoconsumo renovable. Para ello, y como variables adicionales de control, se han considerado el coste de la energía comprada al sistema por la instalación, así como el precio del pool energético en la venta de los excedentes. El algoritmo se ha implementado en LabVIEW y simulado en MATLAB, lo que ha permitido obtener unos resultados preliminares que facilitan la tarea de mejora del algoritmo para futuros trabajos y versiones de este.

Palabras clave: Autoconsumo, excedentes energéticos, algoritmo, energías renovables

1 INTRODUCCIÓN

La Directiva 2018/2001, relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables [1], la Unión Europea (EU) establece una serie de objetivos y líneas estratégicas con el objeto de incrementar la contribución de las energías renovables a la demanda energética.

Una de las líneas estratégicas que se establecen en el marco normativo anterior es el de potenciar el autoconsumo energético. Esta línea estratégica es novedosa en el marco regulatorio de la EU. Para ello, se distinguen entre 3 figuras que pueden promover este tipo de instalaciones:

i) El autoconsumidor de energías renovables; ii) los autoconsumidores de energías renovables. Entendiéndose estos como un grupo de al menos 2 autoconsumidores que actúan de forma conjunta; y iii) la comunidad de energías renovables. Actuando esta

como una entidad jurídica. En este sentido, se ha querido potenciar no sólo el autoconsumo individual por una personas físicas o pyme, sino además el autoconsumo de energías renovables de forma conjunta por personas físicas, pymes y/o entidades locales, incluidos entre estas los municipios.

En los sistemas de autoconsumo energético, la generación y el consumo se encuentran relativamente cercanos, contribuyendo así a la generación distribuida con la consecuente mejora en la calidad y economía del suministro eléctrico. El concepto de generación eléctrica distribuida (GED) y la incorporación de este concepto en la planificación de los sistemas eléctricos, ha sido estudiado por diversos autores [2-7]. En las conclusiones de todos estos estudios se destaca que la utilización de los sistemas de GED mejora la calidad en el funcionamiento de los sistemas eléctricos, así como es estratégico en la optimización de la integración de las energías renovables.

En el trabajo desarrollado por Uche-Soria M. and Rodríguez-Monroy C., 2020 [8], sobre la pobreza energética de Canarias, destacan 6 pilares básicos que hay que atender para conseguir la sostenibilidad energética. Entre estos se encuentran los siguientes: Aprovechar las fuentes de energías renovables, potenciar las instalaciones para el autoconsumo energético, y la electrificación de toda la demanda. Estos proponen que se investigue aún más en la posibilidad de aumentar la penetración de las energías renovables, cuidando la calidad del suministro eléctrico.

Canarias es una región española aislada eléctricamente del sistema eléctrico nacional. Está constituida por 7 islas, cada una de ellas con sistemas eléctricos independientes, a excepción de las islas de Fuerteventura y Lanzarote que se encuentran conectadas eléctricamente entre sí. A nivel regional, el gobierno de Canarias ha establecido como objetivo

estratégico para el año 2025 que las energías renovables contribuyan en un 45% a la demanda de energía eléctrica [9]. A finales de diciembre de 2020, última información oficial disponible, la contribución de las energías renovables a la demanda de energía eléctrica en Canarias era del 17.1% [10]

A pesar de que Canarias dispone de unas condiciones y recursos ideales para el aprovechamiento de la energía eólica y solar [11,12], el desarrollo e integración de estas fuentes renovables se mantiene relativamente escaso en las islas [13]. Sin embargo, tanto la Comunidad Europea, como el Gobierno de España y el Gobierno de Canarias se han marcado una serie de objetivos ambiciosos en el marco de la transición energética. Entre los que destaca el objetivo de descarbonización del archipiélago canario para el horizonte 2040 [14]. Esto indudablemente supone una serie de retos y el planteamiento de nuevas líneas estratégicas que afectan a todos los sectores de la sociedad isleña. Una de estas líneas estratégicas para la consecución de dichos objetivos, es la potenciación del autoconsumo energético mediante las energías renovables. En este sentido, el gobierno español ha publicado en octubre de 2015 el RD 900/2015 [15], por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro energético con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Concretamente, dicho documento es el marco que regula las instalaciones de autoconsumo energético.

Sin embargo, uno de los problemas que se derivan del marco regulatorio anterior es la gestión de los excedentes energéticos resultantes del sistema formado por la instalación renovable y la instalación de consumo energético asociada. Este trabajo surge debido a que la gestión, regulación y control de los sistemas involucrados es una tarea de vital importancia para optimizar técnica y económicamente las instalaciones renovables que se propongan. En concreto se plantea:

gestionar, regular y controlar los excedentes energéticos mencionados, a partir de la implementación de un sistema de control inteligente de energía que tengan en cuenta la optimización técnica y económica en la gestión de los excedentes energéticos.

2 MÉTODO

Para el desarrollo de este trabajo se ha llevado a cabo una implementación en MATLAB y LabVIEW de los algoritmos necesarios para gestionar los excedentes energéticos en una instalación renovable.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y DEL ALGORITMO IMPLEMENTADO

En la Figura 1 se muestra un esquema simplificado de la instalación renovable a gestionar.

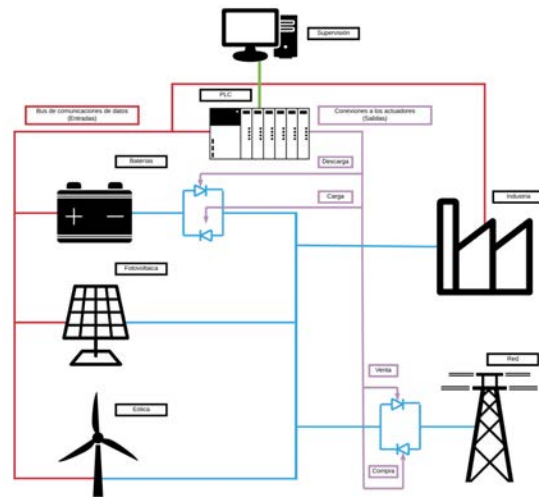


Figura 1: Esquema simplificado de la instalación renovable

La instalación la forma una microrred conectada a la red eléctrica convencional, formada por una instalación solar fotovoltaica, una eólica, un sistema de almacenamiento y una carga debida a una pequeña industria. La instalación solar está compuesta por paneles IS-220 de la marca Isofotón. Con un total de 476 paneles, se obtiene una potencia total de 104,72 kWp. La instalación eólica está compuesta por un aerogenerador P25-100 de la marca Polaris, que tiene una potencia de 100 kW y es de la clase IEC WT CLASS II. La capacidad energética del sistema de almacenamiento (baterías) es de 288 kWh. Los elementos de carga vienen instalados en armarios, que deben instalarse en interiores, siendo la capacidad nominal de cada batería de 4,8 kWh, resultando un total de 60 baterías en total. Las baterías empleadas son de Ion- Lítio de la marca Tesvolt.

Al inicio del algoritmo se toman los valores de las generaciones tanto eólica como fotovoltaica para determinar la cantidad de energía que estas pueden suministrar (Figura 2). Una vez se obtiene la energía por los paneles y el aerogenerador, se comprueba si esa energía supera la demanda energética de la industria o no. En el caso de no hacerlo, se comprueba si las baterías están cargadas y, si es así, se toma la carga de las baterías, si no, se compra la energía necesaria hasta cubrir la demanda, como se puede apreciar en la figura 3.

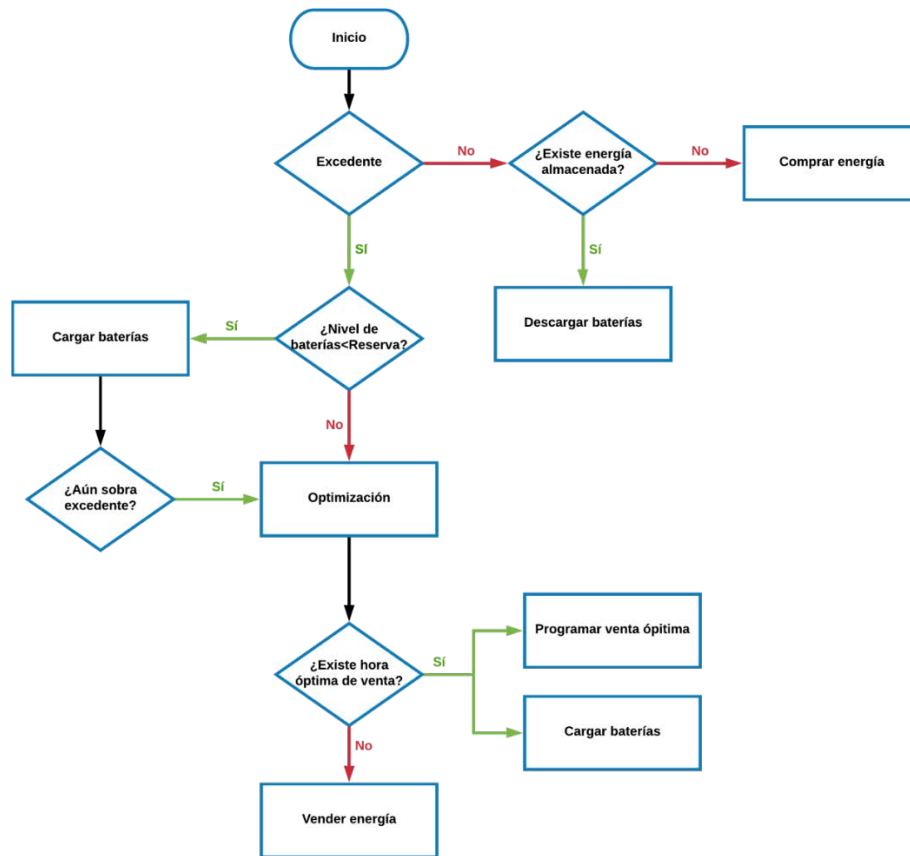


Figura 2: Diagrama de flujo del algoritmo

Si hubiera excedente, lo primero que se comprueba es si el nivel de las baterías es mayor que la reserva. La reserva es un valor fijado por el usuario.

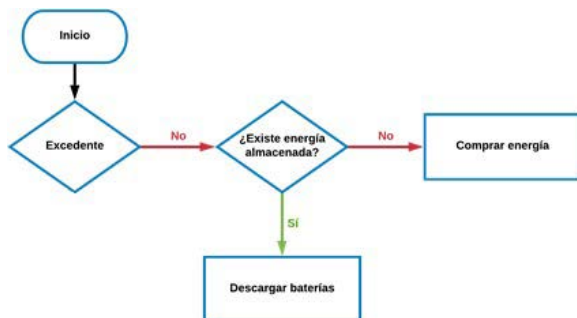


Figura 3: Caso de déficit de energía.

Este valor representa el porcentaje del rango útil de almacenamiento que se destina para un uso exclusivo del autoconsumo, a partir del cual se fija la energía con la que el algoritmo puede optimizar el rendimiento económico de los excedentes que no sean necesarios almacenar en la batería cuando esta tiene ese nivel de reserva cubierto. En el caso más desfavorable, cuando el nivel de las baterías es menor que la reserva, se habilita la carga de las baterías para almacenar energía y tenerla accesible para un posterior autoconsumo cuando fuera necesario para el sistema. Si el nivel de

energía alcanza el valor de la reserva, el algoritmo comprueba si sigue produciéndose un excedente de energía, por lo que se pasa a calcular la rentabilidad de la venta en ese momento y en los futuros. En el caso de no encontrar una rentabilidad futura mayor, el algoritmo decide venderla en el mismo instante que se genera, pero si no es así, toma la referencia temporal de cuándo será más rentable y la programa para que, cuando se llegue a ese instante, se venda y de esta manera obtener un mayor rendimiento económico de los excedentes. Cabe destacar que el algoritmo, en el caso de coincidir en un momento en el compromiso de elegir entre consumir energía de las baterías debido a un déficit de generación o venderla en una hora de venta óptima, siempre elegirá el autoconsumo sobre el beneficio económico.

2.1.1 Definición de las variables del sistema

Tabla 1: Variables de entrada

Nombre	Tipo	Descripción
STOP	Digital	Botón de para de la simulación.
Demanda	Double	Representa la energía demandada en cada franja horaria por la industria (kWh).
En. Baterías	Double	Representa la energía almacenada por las baterías en ese instante (kWh).

Gen. Fotovoltaica	Double	Representa la energía generada en cada franja horaria por la planta fotovoltaica (kWh).
Gen. Eólica	Double	Representa la energía generada en cada franja horaria por la planta eólica (kWh).
Precio Gen.	Double	Es una constante y representa el coste de generación de cada unidad de energía (€/kWh).
P. Compra	Array	Vector que contiene los precios horarios de compra de energía a la Red (€/kWh).
P. Venta	Array	Vector que contiene los precios horarios de venta de energía a la red establecidos por el mercado eléctrico(€/kWh). Se dispondrá de los datos futuros según el programa de datos emitidos por la OMEL.
Reserva	Double	Representa el porcentaje de almacenamiento destinado al autoconsumo.

Tabla 2: Variables de salida

Nombre	Tipo	Descripción
Carga	Digital	0: OFF / 1: Modo de carga de las baterías.
Compra	Digital	0: No se compra energía a la Red / 1: Se compra energía a la Red.
Descarga	Digital	0: OFF / 1: Modo de descargade las baterías.
Venta	Digital	0: No se vierte energía a la Red / 1: Se vierte energía a la Red.

Tabla 3: Variables internas

Nombre	Tipo	Descripción
% Baterías	Double	Indica el porcentaje de energía almacenada en las baterías.
Aux	Double	Variable auxiliar de cálculo.
Aux2	Double	Variable auxiliar de cálculo.
Aux3	Double	Variable auxiliar de cálculo.
Compra (€)	Double	Importe a pagar por compra de energía procedente de la Red (€).
Contador	Integer	Variable entera para contar las horas pasadas en la simulación.
En. Vendida	Double	Energía acumulada vendida a la Red (kWh).
En. Comprada	Double	Energía acumulada comprada a la Red (kWh).
Exc.	Double	Diferencia entre la generación renovable y la demanda (kWh).
exc2	Double	Variable auxiliar de cálculo.
Gen. Total	Double	Suma de las generaciones renovables (kWh).
Hora Venta Optima	Integer	Variable que marca la hora del día en que se vierte energía a la Red de manera optimizada.
Max Bat	Double	Máxima energía acumulable en las baterías (kWh).
Min Bat	Double	Mínima energía acumulable en las baterías (kWh).
Mayor	Double	Variable auxiliar de cálculo.

Precio Compra	Double	Precio unitario de la compra de energía, apoyada por el vector P. Compra (€/kWh).
Precio Venta	Double	Precio unitario de la venta de energía, apoyada por el vector P. Venta (€/kWh).
Venta (€)	Double	Importe para cobrar por venta de energía vertida de la Red (€).
delta 1	Double	Variable auxiliar de cálculo.
delta 2	Double	Variable auxiliar de cálculo.
inc	Integer	Variable auxiliar de cálculo.
nbc	Double	Variable auxiliar de cálculo.

2.1.2 Descripción del código de control implementado en LabVIEW.

A continuación, se detallan las diferentes etapas de control implementadas en LabVIEW para el control en tiempo real de la instalación.

ETAPA 1. Se calcula, a través de un contador, la franja horaria en la que se encuentra el sistema, se inicializan las variables auxiliares de los sistemas de cálculo y se fijan los márgenes de energía máximo y mínimo de las baterías. A la misma vez, se habilita el botón de STOP, que si es activado el algoritmo detiene su ejecución.

ETAPA 2. Se adquieren los datos necesarios para realizar los cálculos pertinentes al sistema de control. Se toman los valores desde ficheros con formato .txt y se cargan en vectores para su posterior escritura en variables del algoritmo. Una vez cargados los datos, se leen los vectores de precios de compra y venta del día y se actualizan en cada paso horario. En esta etapa también se recalcula el precio de la energía almacenada en las baterías debido a las pérdidas estacionarias de las mismas y se hace un cálculo porcentual de la energía almacenada en las baterías, siendo más fácil de entender para el usuario.

ETAPA 3. En la tercera etapa se realizan los cálculos básicos del algoritmo. Teniendo los datos de generación se procede a realizar operaciones con ellos con el fin de determinar si existe un excedente de energía o no.

ETAPA 4. En la cuarta etapa están implementados los dos posibles casos a los que se puede enfrentar el sistema de control, que exista un excedente o un déficit en la generación. Al tratarse de dos casos se puede programar mediante un comparador lógico y definir que metodología se aplica a cada uno de ellos, por lo que se hace uso de un condicional Case.

Caso 1: Déficit. Dentro del caso de déficit hay dos posibilidades. La primera sería cuando no existe suficiente energía almacenada en las baterías y se tuviera que compensar únicamente con energía tomada de la red. La segunda es que haya energía almacenada en las baterías y se pudiera mantener la autonomía energética del sistema. Si la energía almacenada no fuera suficiente se procedería, de manera simultánea, a la compra de energía a la red.

Caso 2: Excedente. El control en este caso es el más complejo de todos los que tiene el algoritmo, debido a que en él se encuentra la optimización de venta de excedentes a la red. En el primer paso, el algoritmo comprueba si es necesario recargar las baterías hasta el nivel que el usuario predefine en la interfaz como reserva. Este nivel de reserva nunca se utiliza para vender a la red, sino que se utiliza para cuando sea necesario consumirla en puntos donde haya déficit de generación. En la siguiente figura se explica cómo comprueba dicho nivel. A continuación, el algoritmo procede a comprobar, si sigue existiendo excedente tras cargar las baterías, a calcular la optimización. Los pasos que sigue son los siguientes:

1. Primero, comprueba si aún queda excedente tras cargar las baterías. En caso negativo no optimizaría y terminaría ahí esta etapa.
2. Si queda excedente, el algoritmo calcula cuánto espacio hay en las baterías para saber si ese excedente se podría almacenar por completo o parcialmente.
3. A continuación, se calcula el beneficio al vender en ese instante dicho excedente y la energía que hay almacenada en las baterías por encima del nivel de reserva, teniendo así nuestra referencia para poder decidir si se vende en ese instante o en uno futuro.
4. Por último, se calcula el beneficio obtenido almacenando el excedente y vendiéndolo en un instante futuro para compararlo con el de referencia y saber si existe la posibilidad de obtener un mayor rendimiento económico. En caso de que sea así, el algoritmo optimizador guarda una variable interna ("Hora Venta Óptima") para indicar cuándo se vende dicho excedente.

ETAPA 5. En la quinta y última etapa se comprueba si la franja horaria en la que se encuentra el sistema existe una programación de venta optimizada y procedería a vender toda aquella energía que supere el nivel de reserva fijado por el usuario.

2.1.3 Descripción de los parámetros económicos calculados

Para realizar el balance económico incluido en el algoritmo se han utilizado los siguientes conceptos:

Ahorro por autoconsumo directo. Este se define como el valor monetario que se ha ahorrado la industria por consumir energía procedente de las plantas renovables. Su descripción matemática es la siguiente:

$$Ahorro\ directo = (P_{Compra\ Red} - P_{Generación}) \cdot E_{Autoconsumo\ directo} \quad (1)$$

donde:

$P_{Compra\ Red}$ = Precio de compra a la Red (€/kWh)
 $P_{Generación}$ = Coste de generación renovable (€/kWh)
 $E_{Autoconsumo\ directo}$ = Energía autoconsumida directamente (kWh)

Ahorro por autoconsumo indirecto. Este se define como el valor monetario que se ha ahorrado la industria por consumir energía procedente de las baterías. Su descripción matemática es la siguiente:

$$Ahorro\ indirecto = \left(P_{Compra\ Red} - \frac{P_{Generación}}{\eta^2} \right) \cdot E_{Autoconsumo\ indirecto} \quad (2)$$

donde:

η = Rendimiento del inversor de las baterías
 $E_{Autoconsumo\ indirecto}$ = Energía autoconsumida indirectamente (kWh)

Beneficio por vertido directo a red. Este se define como el valor monetario que se ingresa por verter energía a la Red de manera directa. Su descripción matemática es la siguiente:

$$Beneficio\ directo = (P_{Venta\ Red} - P_{Generación}) \cdot E_{Vertido\ directo} \quad (3)$$

donde:

$P_{Venta\ Red}$ = Precio de venta a la Red (€/kWh)
 $P_{Generación}$ = Coste de generación renovable (€/kWh)
 $E_{Vertido\ directo}$ = Energía vertida directamente a Red (kWh)

Beneficio por vertido indirecto a red. Este se define como el valor monetario que se ingresa por verter energía a la Red de manera indirecta. Su descripción matemática es la siguiente:

$$Beneficio\ indirecto = \left(P_{Venta\ Red} - \frac{P_{Generación}}{\eta^2} \right) \cdot E_{vertido\ indirecto} \quad (4)$$

donde:

$E_{vertido\ indirecto}$ = Energía vertida indirectamente a Red (kWh)

3 RESULTADOS

Para obtener los resultados del sistema se ha creado un entorno de simulación en MATLAB con el fin de calcular los balances energéticos y económicos del mismo y así testear el algoritmo implementado en LabVIEW que regulará el sistema en función de estos balances y de las decisiones que se deban tomar para cada caso.

3.1 BALANCES ENERGÉTICOS

A continuación, se analizarán los términos siguientes:

Autoconsumo directo. Es aquel que se produce cuando la generación es igual o mayor a la demanda.

Autoconsumo indirecto. Es aquel que se produce cuando la generación es menor que la demanda y se utiliza la energía de la batería.

Vertido directo a Red. Es aquel que produce cuando existe un excedente energético y se vierte a Red directamente.

Vertido indirecto a Red. Es aquel que se produce cuando existe un momento de venta óptima.

Los datos de los casos simulados se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Balances energéticos

	Capacidad de la batería reservada específicamente para el autoconsumo					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Autoconsumo directo (MWh/año)	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7	167,7
Autoconsumo indirecto (MWh/año)	23,6	24,8	25,5	26,1	26,7	27,3
Vertido directo (MWh/año)	134,3	133,0	132,2	131,5	130,8	130,2
Vertido indirecto (MWh/año)	0	0	0	0	0	0

Analizando la Tabla 4, se puede apreciar que el valor de la energía indirecta vertida a la red es cero y eso significa que, con las condiciones supuestas para cada caso, no se ha podido llegar a realizar el vertido de la energía debido a que una o varias de las condiciones impuestas para proceder a la venta no se han cumplido. Siguiendo con el vertido directo a red se puede apreciar que, cuanto mayor sea el nivel de reserva, menor será la cantidad necesaria para verter a la red, ya que se dispone de un mayor almacenamiento para los excedentes y estos no tendrían que venderse en el momento, sino que podrían ser consumidos posteriormente. Respecto al autoconsumo directo, cabe esperar que se mantenga constante en todos los casos simulados, ya que, al no variar las curvas de generación de las instalaciones ni la curva de demanda, los puntos en donde se producen estos consumos seguirán presentes de la misma manera. Si se analiza el autoconsumo indirecto se puede ver cómo, en función de si va en aumento el nivel de reserva, este también aumenta. Este hecho tiene lógica ya que, al aumentar el espacio en la batería para almacenar energía destinada al autoconsumo, este valor debería subir y así lo hace

A continuación, se muestran los valores de autoconsumo anuales en los casos simulados:

Tabla 5: Ratios de autoconsumo anual

	Capacidad de la batería reservada específicamente para el autoconsumo					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ratio de autoconsumo anual	39,4%	39,6%	39,8%	39,9%	40,0%	40,2%

Una vez se obtienen los datos se puede ver que, a mayor nivel de reserva, la ratio del autoconsumo

aumenta. Esto se debe a que, los excedentes energéticos se pueden almacenar en mayor medida para tenerlos en caso de necesidad puntual. Para entender mejor los resultados ahora se procede a mostrar una tabla con las ratios de autoconsumos en los casos para un nivel de reserva del 50, 70 y 100%.

Tabla 6: Ratios porcentuales de autoconsumo

Mes	50%	70%	100%
Ene	11,6	11,6	11,6
Feb	15,7	15,7	15,7
Mar	21,4	23,2	23,2
Abr	33,8	36,8	41,3
May	50,7	50,7	50,7
Jun	46,6	46,6	46,6
Jul	42,3	42,3	42,3
Ago	40,3	40,3	40,3
Sep	55,3	55,3	55,3
Oct	34,3	34,4	34,
Nov	13,3	13,5	13,7
Dic	15,8	15,8	18,8

Como se puede apreciar, la sensibilidad respecto al autoconsumo solo ocurre en ciertos meses del año. Esto se debe principalmente a que, en los meses de menor explotación energética las condiciones del autoconsumo directo como indirecto son muy parecidas o iguales, resultando en dichos meses un autoconsumo igual sin importar el nivel de reserva estipulado por el usuario. Por otro lado, cuando se aumenta el valor del nivel de reserva se aprecia que, con las características impuestas al sistema, este solo varía su comportamiento en los meses de marzo, abril y mayo, aunque esta variación sea de, como máximo, de un aumento del 4.46%.

Respecto a estos resultados, en especial los cálculos de las ratios mensuales, se puede decir que el comportamiento del sistema para los casos simulados y con sus condiciones de partida, tales como la generación renovable, la demanda y los precios de venta, no llega a poder alcanzar las condiciones para realizar la venta de energía de manera óptima, por lo que cabría esperar que, con unas condiciones diferentes, pudiera lograr una optimización en la venta de excedentes.

3.2 RESULTADOS ECONÓMICOS

En este apartado se procede al estudio de los balances económicos realizados por el sistema de control durante la simulación.

Prestando atención a lo comentado en el estudio energético, se comenta que es de esperar que el autoconsumo directo no varíe de un caso a otro. Aquí se puede comprobar que, en efecto, no se produce ninguna variación en cuanto al ahorro directo de la industria. Centrando la atención en el ahorro indirecto, se aprecia que este va en aumento cuanto más energía se permite almacenar en las baterías para el autoconsumo.

Tabla 7: Balances económicos

	Capacidad de la batería reservada específicamente para el autoconsumo					
	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ahorro directo (k€)	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
Ahorro indirecto (k€)	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6
Beneficio directo (k€)	-0,27	-0,25	-0,22	-0,19	-0,18	-0,17
Beneficio indirecto (k€)	0	0	0	0	0	0

Esto tiene sentido, ya que al disponer de un almacenamiento mayor se puede obtener un ahorro mayor por cada unidad de energía autoconsumida. Cabe destacar que en estos dos valores se tiene en cuenta el precio instantáneo de compra de energía de la red. Si se comparan el valor de generación, de 0,0491 €/kWh, y el valor de coste menor de la tarifa eléctrica, de 0,1095 €/kWh, se obtiene que el ahorro mínimo por cada unidad de energía autoconsumida son de 0,0604 €/kWh en el caso de autoconsumo directo y de 0,055 €/kWh en el caso de autoconsumo indirecto.

Si se analiza el beneficio directo lo primero que salta a la vista es que siempre da negativo. Esto significa que de media siempre se vierte la energía excedente que no se puede almacenar a la red al precio de venta que se oferta en ese momento. Debido a que no se puede evitar ese vertido en esa hora, el beneficio se ajusta al precio de venta que, al ser menor, da una pérdida en vez de un beneficio. La manera de manejar esta situación se basaría en una regulación de la producción, de manera que cuando se estime un excedente que no pueda ni consumirse instantáneamente ni acumularse en las baterías, este no llegue a generarse y se mantenga como mínimo un beneficio nulo en el vertido directo.

En cuanto al beneficio por vertido indirecto se puede decir que el algoritmo, como bien se dijo anteriormente, no logra encontrar un momento óptimo para verter energía a la red.

De este caso se pueden sacar dos razones por las que no se logra verter energía a la red. Una sería el nivel

de carga de las baterías y otra los precios de venta. En cuanto a la primera se puede decir que, durante los meses de frío, la explotación energética es pobre y no se llega a cubrir las necesidades de la optimización de llegar a un nivel de batería suficiente con el cuál poder sacar un rendimiento económico superior al de la energía almacenada.

Respecto a la segunda razón se puede comentar que los precios de venta durante el verano son menores que el coste de generación, contrastando con la gran producción que se observa durante dichos meses. En este caso es donde se hace ver el porqué de que el beneficio por vertido directo sea negativo, ya que al haber mucha producción y ser los precios bajos, hacen que la diferencia entre lo que se ingresa por la venta y lo que cuesta generar dicha energía sea negativa.

4 CONCLUSIONES

En este trabajo se implementa y analiza una versión preliminar de un algoritmo de gestión de excedentes energéticos en una instalación renovable autosuficiente. Tras el análisis preliminar realizado, se identificó que uno de los subsistemas críticos para la optimización económica de los excedentes energéticos renovables, es el de acumulación energética. En este sentido, se identificaron, durante el proceso de simulación, los siguientes problemas: i) Hora de venta óptima: hay días en que los precios de venta se encuentran por debajo del coste de generación, y el sistema de acumulación está lleno, por ello, el algoritmo no encuentra una hora donde poder realizar la venta óptima. ii) Déficit: si se programa una hora de venta óptima y si, cuando el sistema alcanza esa hora se está produciendo un déficit de generación el sistema, el algoritmo no podrá realizar la venta óptima por estar vacío el sistema de acumulación energético. iii) Coste: si la energía que se almacenó para optimizar ha sido manipulada por el sistema debido a déficits previos a la hora de venta, la comparación entre el coste de generar la energía almacenada llegará a ser mayor que el ingreso de vender la energía restante por el precio de venta óptimo. En este sentido, se podría implementar un control en la producción de las plantas de tal manera que, según se conozca la demanda en el futuro y se pueda estimar una producción renovable de manera aproximada y fiable, se obtengan los momentos en donde la producción sea mayor que la demanda. Tras esto, se debería comparar el precio de venta a la red con el coste de producción renovable, teniendo así una referencia de si se obtuviese un posible beneficio o no, y, con la correspondiente toma de decisiones, regular la producción de tal manera que el valor del beneficio por vertido directo, de una forma lo más próxima posible, sea nulo. Como segunda medida, se podría optar por rodar la demanda durante el año de forma que esta se ajuste mejor a la producción. De esta manera, se evaluaría en qué

medida se podría reducir la demanda en puntos donde la generación sea suficiente como para almacenar una cantidad de energía tal que, vendiéndola en un momento posterior, se obtuviera un rendimiento económico óptimo. El problema de esta solución es que no es viable para todos los tipos de actividades industriales que se desarrollan en el mundo, ya que, en algunos casos, las temporadas de máxima producción pueden coincidir con los puntos donde sería necesario reducir la producción para sacar un rendimiento económico superior a la producción eléctrica. Como tercera vía para obtener unas condiciones favorables, estaría la opción de instalar un sistema de acumulación mayor. Con esta mejora se obtendría un autoconsumo indirecto mayor y se podría tener almacenado una cantidad de energía tal que, al venderlo de manera óptima, los ingresos fueron mucho mayores debido al mayor volumen de energía que podría manejar el sistema de acumulación. Por otro lado, hay que tener en cuenta que, si las instalaciones de producción son las mismas, y solo se aumenta la capacidad de acumulación, el coste de generación aumentaría, lo que podría significar un problema ya que, en las condiciones expuestas en el presente trabajo, con un precio de 0.0491 €/kWh, no se pudo verter energía de manera optimizada. Siguiendo la línea de implementar una capacidad mayor de almacenamiento, se puede estudiar el caso en el que, en vez de tener solo un banco de baterías, se tuvieran dos, no necesariamente iguales, de forma que uno fuera destinado al autoconsumo y otro a la optimización. De esta manera se podría asegurar que la energía almacenada en el banco de baterías para optimizar no sería consumida por la demanda y se mantendrían las condiciones de la venta optimizada. Si a continuación se fija la atención en los precios de venta, se puede apreciar que durante los meses de mayor producción renovable coinciden los precios de venta más bajos. Esto se debe a que, al existir una oferta mayor que la demanda, los precios de venta disminuyen ya que no son tan necesarias las inyecciones de energía a la red por parte de terceros. Una posible propuesta para la mejora de estos precios sería primar con un suplemento, en los precios de venta, a aquellos que vierten energía a la red mediante instalaciones de energías renovables, ayudando así al compromiso mundial de cuidar al planeta y reducir las emisiones por gases de efecto invernadero. Adicionalmente, se propone para estudios futuros el ver la mejora potencial con el uso de algoritmos que utilicen técnicas de lógica difusa y/o *Machine Learning*. Estas técnicas podrían llegar a aprender cómo se comporta el sistema en el que se encuentran y, de esta manera, aplicar lo aprendido para mejorar las características de funcionamiento del sistema. Otra de las ventajas de estas aplicaciones es el constante aprendizaje al que se someten, ya que siempre tienden a buscar minimizar una función de pérdida, y si esta se ve sometida a la variabilidad de las condiciones por las que se ve afectada, como por ejemplo la producción

de energía solar a la radiación solar, ese constante cambio hace que el algoritmo de control se vea expuesto a aprender e intuir cómo se comporta el sistema en diferentes situaciones.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido desarrollado en el marco del proyecto ACLIEMAC (MAC2/3.5b/380), cofinanciado con fondos FEDER gracias al programa INTERREG MAC 2014-2020.

English summary

ALGORITHM FOR THE OPTIMAL MANAGEMENT OF THE SURPLUS ENERGY IN A RENEWABLE SELF-CONSUMPTION INSTALLATION. A PRELIMINARY APPROACH

Abstract

This paper presents and analyzes a first approximation of an algorithm whose goal is to technically and economically optimize the management of energy surpluses from a renewable self-consumption installation. For this, and as additional control variables, the cost of the energy purchased from the system by the installation has been considered, as well as the price of the energy pool in the sale of surpluses. The algorithm has been implemented in LabVIEW and simulated in MATLAB, which has allowed obtaining preliminary results that facilitate the task of improving the algorithm for future works and versions of it.

Keywords: self-consumption, energy surplus, renewable energy

Referencias

- [1] European Parliament and of the Council, "On the promotion of the use of energy from renewable sources," *Official Journal of the European Union*, vol. 2001, pp. 82–209, (2018).
- [2] F. Santana-Sarmiento, S. Velázquez-Medina Development of a Territorial Planning Model of Wind and Photovoltaic Energy Plants for Self-Consumption as a Low Carbon Strategy. Complexity. (2021); article ID 6617745, 22 pages.
- [3] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, (2001).
- [4] J. M. Specht and R. Madlener, "Energy supplier 2.0: a conceptual business model for energy

- suppliers aggregating flexible distributed assets and policy issues raised,” *Energy Policy*, vol. 135, (2019).
- [5] L. Zhang, Q. Qin, and Y.-M. Wei, “China’s distributed energy policies: evolution, instruments and recommendation,” *Energy Policy*, vol. 125, pp. 55–64, (2019).
- [6] A. Dhakouani, E. Znouda, and C. Bouden, “Impacts of energy efficiency policies on the integration of renewable energy,” *Energy Policy*, vol. 133, (2019).
- [7] A. S. Hassan, El. A. Othman, · F. M. Bendary, · M. A. Ebrahim. Improving the Techno-Economic Pattern for Distributed Generation-Based Distribution Networks via Nature Inspired Optimization Algorithms. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, (2022).
- [8] M. Uche-Soria and C. Rodríguez-Monroy, “Energy planning and its relationship to energy poverty in decision making. a first approach for the Canary Islands,” *Energy Policy*, vol. 140, (2020).
- [9] Gobierno de Canarias, 2017. Estrategia Energética de Canarias 2015-2025, documento preliminar.
https://www.gobiernodecanarias.org/energia/descargas/SDE/Portal/Planificacion/Planes/EE_Can25_DocumentoPreliminar_junio2017.pdf (Acceso 30/06/2022)
- [10] Gobierno de Canarias. Anuario Energético de Canarias 2020.
https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/ocean/files/Anuario_Energetico_de_Canarias_2020.pdf. (2020). (Acceso 30/06/2022)
- [11] J. Schallenberg-Rodríguez, Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: The case of the Canary Islands. Methodological review and methodology proposal, *Renew. Sustain. Energy Rev.* 20 (2013) 219–239.
- [12] P. Cabrera, H. Lund, J.A. Carta, Smart renewable energy penetration strategies on islands: The case of Gran Canaria, *Energy*. 162 (2018) 421–443..
- [13] P. Cabrera, J.A. Carta, H. Lund, J.Z. Thellufsen, Large-scale optimal integration of wind and solar photovoltaic power in water-energy systems on islands, *Energy Convers. Manag.* 235 (2021) 113982.
- [14] BOC - 2021/042. Martes 2 de marzo de 2021 - Anuncio 1040, (n.d.).
<http://www.gobiernodecanarias.org/boc/2021/042/011.html> (Acceso Junio 24, 2022).
- [15] BOE.es - BOE-A-2015-10927 Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo., (n.d.).
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-10927> (Acceso Junio 24, 2022).



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution CC-BY-NC-SA 4.0 license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/deed.es>).