

# Optimal Energy Management in a Gradual and Controlled Process to Contribute to the Decarbonization of the Electricity Sector

## Gestión Óptima de la Energía En Un Proceso Paulatino y Controlado para Contribuir a la Descarbonización del Sector Eléctrico

 R. O. Galarza<sup>1</sup>

 C. C. Cuji<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Politécnica Salesiana, Quito - Ecuador  
E-mail: rgalarza@ups.edu.ec; ccuji@ups.edu.ec

### Abstract

The energy sector is one of the main sources of greenhouse gases and pollution. It also becomes the main sector to be intervened not only environmentally but also technically. The decarbonization process of the energy-producing segment contemplates the disconnection of conventional generation systems that use fossil fuels. The process consists of the exchange of renewable generation systems capable of meeting the demand that was previously supplied by conventional sources. This research provides a perspective to find decarbonization alternatives seeking to determine an adequate process to introduce renewable generation systems. The process considers economic factors of fuel spending and the cost of implementing the photovoltaic system. This coal is achieved using simulations of the power system are to determine the optimal power dispatch. It is also employed a linear optimization model to minimize the costs on an annual basis through the optimal selection of the installed power of the renewable generation system. The simulations are performed using Matlab and PowerFactory with an IEEE 13-bar system as the test system.

### Resumen

El sector energético es uno de los principales actores en la producción de gases de efecto invernadero, lo que lo convierte en el principal sector a ser intervenido de manera no sólo ambiental sino también técnica, un proceso de descarbonización del segmento productor de energía contempla la desconexión de sistemas de generación convencional y que hace uso de combustibles fósiles; a cambio de introducir sistemas de generación renovables capaces de cubrir la demanda que antes era suplida por las fuentes convencionales. Esta investigación brinda una perspectiva para encontrar alternativas de descarbonización buscando determinar un proceso adecuado para introducir sistemas de generación renovable, considerando factores económicos de gasto en combustible y el costo de implementación del sistema fotovoltaico. Para ello se realizan simulaciones del sistema de potencia para determinar el despacho de potencia óptimo, además de un modelo lineal de optimización para minimizar los costos mediante la selección óptima de la potencia del sistema de generación renovable. Las simulaciones se realizan por medio de Matlab y PowerFactory con un sistema IEEE de 13 barras.

**Index terms—** Decarbonization, Energy management, Micro-grid, Renewable energies, Thermal generation.

**Palabras clave—** Descarbonización, Energías renovables, Generación térmica, Gestión de energía, Micro-Red

Recibido: 07-05-2022, Aprobado tras revisión: 08-07-2022

Forma sugerida de citación: Galarza, R.; Cuji, C. (2022). "Gestión Óptima de la Energía en un Proceso Paulatino y Controlado para Contribuir a la Descarbonización del Sector Eléctrico". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue I, Pp. 71-84

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n1.2022.518>

© 2022 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



## 1. INTRODUCCIÓN

La correcta utilización de variados recursos energéticos renovables son la clave para obtener un futuro sostenible en el sector de la energía eléctrica y en donde las emisiones de efecto invernadero sean bajas. Dentro de estos medios están la energía solar, mareomotriz, del viento, geotérmica, por nombrar otros. Los medios solares y eólicos son las tecnologías renovables líderes del sector eléctrico, con alta penetración en diversos sistemas de potencia alrededor del mundo, así como en zonas donde la red eléctrica es aislada. Dentro de las principales razones para tal liderazgo se encuentra la madurez de la tecnología, las nulas emisiones que provocan, los costos nulos asociados a la operación con combustibles y recursos no renovables; así como la disponibilidad de los recursos en cualquier lugar [1], [2].

Hablando en términos estadísticos, la penetración directa de los recursos energéticos renovables aún es insuficiente; siendo conocido que la mayor parte de la energía eléctrica que se consume mundialmente proviene de combustibles fósiles, siendo más o menos el 80%, mientras que el 20% proviene de recursos energéticos renovables, siendo variada la penetración de recursos en diferentes países, teniendo como ejemplos de sostenibilidad en energía a Suiza, España, Alemania, por nombrar otros [3], [4].

Alrededor del mundo se han planteado diversos incentivos para los productores energéticos, de tal forma que sea asegurada la recuperación de los costos de inversión de las plantas de producción con energías renovables. Los incentivos más comunes de encuentran los subsidios operacionales, acceso prioritario a la red eléctrica, es decir, que los incentivos se enfocan en el despacho [5], [6].

La recurrencia de la utilización de recursos energéticos renovables se ve reforzada por el surgimiento de nuevas formas de habitar, incluyendo las ciudades inteligentes, los edificios y hogares con inteligencia; establecidos primordialmente en el contexto de la implementación de redes eléctricas inteligentes (Smart Grid). Esto puede ser evidenciado por [1], en donde basado en un estudio de los resultados de un proyecto de puesta en marcha de un hogar inteligente en Turquía, en un período específico de tiempo, se demuestra con claridad la cantidad en kilos de emisiones de CO<sub>2</sub> que implicó la utilización de herramientas como los recursos energéticos renovables, el monitoreo de la demanda, así como el control de cada electrodoméstico y componente eléctrico del hogar, mediante interruptores inteligentes y software centralizado [7]–[9].

Las autoridades de los países y de diversas organizaciones mundiales también incentivan la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, con tratados en los que los países se comprometen a realizar esfuerzos significativos para reducir sus emisiones, por ejemplo, el Protocolo de

Kioto. En ese sentido muchos investigadores han planteado soluciones que incrementen los ahorros energéticos, predicen e incrementan el potencial de los generadores de electricidad que aprovechan la energía renovable, lo que en conjunto permite la reducción de los efectos dañinos del calentamiento global [10], [11].

La Figura 1 ilustra el proceso de descarbonización que se plantea en el presente artículo en donde se requiere reemplazar generadores convencionales por sistemas de generación renovable.



Figura 1: Descarbonización

## 2. DESCRIPCIÓN DE CRITERIOS TEÓRICOS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO

### 2.1. Micro – Redes Aisladas de AC

Los principales problemas que el mundo atraviesa en cuanto se refieren a sistemas de energía son la falta de energía disponible, el daño ambiental y el calentamiento global como consecuencia de los procesos de generación convencionales, sin embargo, en la actualidad también se presenta un acelerado proceso mediante el cual las tecnologías de generación están migrando a soluciones más amigables con el ambiente dado que consideran el uso de energías renovables [12], [13].

Dentro de las principales fuentes de energía renovables a las que el mundo está recurriendo son aquellas que hacen uso de recursos hidráulicos, eólicos y solares, dichos métodos de generación han ido tomando importancia en diferente medida dada su dificultad para ser utilizada y el tamaño disponible en las zonas de interés. Dado que dichas fuentes pueden ser utilizadas como sistemas de generación distribuida, su aceptación entre usuarios residenciales e industriales ha crecido para posibilitar su instalación en zonas donde el acceso a redes convencionales puede estar limitado por condicionantes geográficos o de disponibilidad de infraestructura [14]–[16].

Dado que en general las Micro-Redes aisladas se emplazan en zonas geográficas de corta extensión es común que estos sistemas sean controlados de manera general para conseguir un adecuado balance de potencia

entre la generación y la demanda, algo importante a destacar radica en la posibilidad de utilizar sistemas de almacenamiento para compensar la demanda en aquellas horas en las cuales el acceso a los elementos de generación es limitada dada la ausencia de recurso disponible. Todo lo antes mencionado se consigue gracias a un extenso desarrollo e ingreso de tecnologías electrónicas que garantizan el control, conversión y supervisión de los diferentes sistemas involucrados [17].

A pesar de la posibilidad de recurrir a sistemas de generación renovables los sistemas de potencia deben recurrir al uso de generadores convencionales como es el caso de generadores diésel o grandes generadores de carbón o combustibles fósiles para mantener la disponibilidad de energía en todo momento, dichos elementos de generación producen cantidades considerables de gases contaminantes sobre todo en aquellos casos antes mencionados en los cuales la potencia disponible por fuentes renovables no es suficiente. Así, por ejemplo, los meses comprendidos entre junio y octubre en la Isla Dong'Ao, sus generadores eólicos no son capaces de cubrir la demanda; por lo cual se recurre al uso de generadores convencionales para cubrir la demanda del sistema [18].

## 2.2. Descarbonización del Sector Eléctrico

En el año 1992 en la cumbre de la Tierra se dan indicaciones para nivel mundial una agenda de nombre 21, principios de los bosques, convenio de la diversidad biológica y una convención marco de las Naciones Unidas ligadas al cambio climático [2]. Lo antes mencionado marca pautas para la reducción de los gases de efecto invernadero y se firma el protocolo de Kioto en 1997 y se actualiza con el Acuerdo de París en el año 2015. Se propone entonces la agenda mundial, ODS 2030, en donde se destacan al menos 7 objetivos enfocados en procesos de descarbonización los cuales contemplan:

- Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.
- Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.
- Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

El sector energético es uno de los sectores que mayor contribución suponen para la generación de gases de efecto invernadero, por lo cual este sector es uno de los cuales podría ofrecer la mayor accesibilidad en procesos de reducción de gases contaminantes al introducir tecnologías renovables de generación [19]–[23].

La Figura 2 muestra como cada sector contribuye en la emisión de gases de efecto invernadero en donde es claro que una de las principales contribuciones se da por procesos de generación eléctrica, los datos presentados se encuentran en porcentaje y son representativos para el

año 2012 [24].

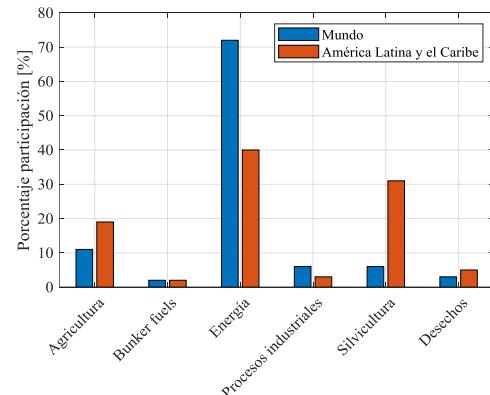


Figura 2: Contribución por sector en producción de gases de efecto invernadero

Por otro lado, una alternativa para la reducción de los gases de efecto invernadero que no se derivan directamente de la generación podría darse por el uso de residuos y derechos para la producción energética por medio de la transformación de los desechos en biogás, el mismo que puede ser utilizado como fuente energética en sistemas de generación no convencionales, es así que en países europeos como es el caso de Dinamarca la producción de energía de este tipo aumentó en un 27% para el año 2018 [25].

Otra perspectiva es en la cual se propone el uso de vehículos eléctricos en reemplazo de los tradicionales vehículos de combustión en donde la ventaja de descarbonización radica principalmente en el retiro de los vehículos convencionales, sin embargo, busca solucionar problemáticas relacionadas con el despacho de energía necesario para la carga de los vehículos eléctricos con perspectivas de trayectoria, carga rápida o urgente y demandas de carga flexibles [26].

## 2.3. Optimización de Parque Fotovoltaico

Adicionalmente, se plantea un problema de optimización en el cual se busca las porciones de potencia que deberán ser introducidos o extraídos del sistema buscando minimizar el costo anual de producir la generación térmica e implementar un parque solar para ello se plantea un problema de tipo lineal en el de la forma que se muestra en la expresión 2.

$$\begin{aligned}
 \min_{x} \{f(x)\} &= \min_{x} \{ Ct * x1 + Cpv * x2 \} \\
 \text{Condiciones:} \\
 Pt * x1 + Ppv * x2 &\geq Pmg \\
 lb \leq x &\leq ub
 \end{aligned} \tag{2}$$

En donde:

- $f(x)$ : función de costos a ser minimizada.
- $Ct$ : costo recurso mineral generación térmica.
- $Cpv$ : costo generación fotovoltaica.



- Pt: Porcentaje de participación térmica.
- Ppv: Porcentaje de participación fotovoltaica.
- Pmg: potencia a ser generada entre los 2 sistemas.
- lb: límite inferior de las variables en estudio.
- ub: límite superior de las variables en estudio.
- x1: potencia térmica en estudio.
- x2: potencia fotovoltaica a ser introducida en el total del tiempo, es la variable que es optimizada.

### 3. DESARROLLO DEL PROBLEMA Y SOLUCIÓN

#### 3.1. Sistema de potencia para desarrollo de pruebas y simulación

Se toma como modelo de referencia un modelo estándar de la IEEE que contiene 13 barras, el método es simulado por medio del software especializado en simulación de sistemas de potencia eléctricos denominado PowerFactory, para el caso en cuestión se selecciona el caso en el cual se implementa un transformador de 3 devanados entre las barras 4, 8 y 9. Los parámetros de las líneas de transmisión así como de las unidades térmicas y parámetros de operación de las barras del sistema al igual que las clases de barras no fueron modificadas.

La barra 2 es en la cual se presenta la mayor cantidad de modificaciones dado que en dicha barra se instaló un sistema de tipo fotovoltaico con potencia nominal de 5 MW, dicha central se plantea como un caso especial en el cual se proyecta que en un tiempo determinado la potencia vaya aumentando en pasos de 5 MW por medio de la introducción de inversores en paralelo y más paneles con lo cual consecuentemente se puede llegar a reemplazar la unidad sincrónica 2 ubicada en la barra de estudio. La unidad sincrónica tiene una potencia nominal de 80 MW, sin embargo, la potencia que es utilizada de manera inicial es solamente de 40 MW por lo cual la potencia a reemplazar es de 40 MW con lo cual se plantea que el caso inicial de estudio será justamente al reemplazar los 40 MW y a partir de ello se van incrementando 5 MW por cada caso hasta llegar a 60 MW, dado que se incrementan 20MW por crecimiento futuro, valor netamente experimental y seleccionado por los autores.

#### 3.2. Método planteado para descarbonización del Sector Eléctrico

Dado que la presente investigación pretende tener una perspectiva adicional desde una aproximación ambiental se propone un estudio adicional, en el cual se obtienen datos de consumo de recurso mineral entre los cuales se elecciónan recursos sólidos, líquidos y gaseosos, siendo los seleccionados el carbón, diésel y gas natural. Para ello se contemplan datos obtenidos de los sitios oficiales de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos

y de la Administración de Información de la Energía del mismo país, dichos datos arrojan información respecto al desempeño de diversas unidades a lo largo de su territorio con el fin de entregar datos promediados de consumo de recurso, así como los datos correspondientes a emisiones por efectos del sector de generación de la electricidad.

De lo antes descrito se obtiene que un valor promedio para el Ecuador por efectos de producción de electricidad corresponde a 0.261 kg CO<sub>2</sub>/kWh, dicha tasa nos permite cuantificar la producción de gases de efecto invernadero basados en la producción de energía de una unidad térmica [27]. Sin embargo, dado que las unidades térmicas presentan rendimientos bajos (cercaos al 41%) se opta por colocar un factor de corrección que relaciona la cantidad de emisión y de recurso consumido misma que relaciona la cantidad de calor utilizado netamente en la generación de electricidad y los desperdicios típicos del proceso de transformación. La conversión se muestra en la ecuación 1.

$$Emi = \frac{E_{kWh} \times f_{co2}}{\% \eta} \quad (1)$$

En donde:

- **Emi**: son las emisiones de CO<sub>2</sub> en kg.
- **E<sub>kWh</sub>**: es la energía generada por la unidad térmica
- **f<sub>co2</sub>**: es el factor de conversión para obtener el CO<sub>2</sub> producto de la energía generada.
- **% $\eta$** : es el rendimiento de las unidades térmicas.

#### 3.3. Consumo de Recurso Fósiles

El consumo de recursos y sus costos aproximados en función del tipo de recurso es requerido para un estudio a detalle, es importante mencionar que los datos obtenidos corresponden a datos calculados por medio de proyecciones y el mismo responde a señales de diversos indoles que fueron consideradas por los autores de las obras [28]. Los datos de consumo de recurso y el costo aproximado por unidad de recurso se muestran en la

Tabla 1 y

Tabla 2.

**Tabla 1: Consumo de recurso por energía eléctrica producida**

Recurso	Consumo
Carbón	1.13 lb/kWh
Diésel	0.08 gal/kWh
Gas natural	7.43 pies <sup>3</sup> /kWh

**Tabla 2: Costo de recursos**

Recurso	Costo
Carbón	62.65 \$/tonelada
Diésel	1.90 \$/galón
Gas natural	5 \$/MMBtu

Donde el consumo de carbón se debe estimar en toneladas, el diésel en galones y el gas natural muestra su consumo con relación a millones de unidades térmicas británicas (MMBtu). Dentro del análisis de costos es importante destacar también el costo de implementación de las tecnologías fotovoltaicas, con lo cual se determina un precio promedio de implementación de \$0.49 por cada vatio instalado, dicho costo contempla los costos relacionados con equipos de transformación, conversión, sistemas de transmisión, control y demás ligados.

### 3.4. Planteamiento del Problema

Dado que la unidad térmica se asume que trabaja solamente con 40 MW esa potencia se desconectará en etapas de 4 MW por ciclo de tiempo de estudio. De modo que la Tabla 3 muestra cómo se realizará la modificación de despacho en un periodo de 10 años con etapas de modificación de 1 año.

Tabla 3: Escenarios para plazo de 10 años

Etapa de descarbonización	Porcentaje participación térmica Unidad 2	Porcentaje participación generación fotovoltaica
Año 0	100	0
Año 1	90	10
Año 2	80	20
Año 3	70	30
Año 4	60	40
Año 5	50	50
Año 6	40	60
Año 7	30	70
Año 8	20	80
Año 9	10	90
Año 10	0	100

Las simulaciones de los escenarios anteriores se llevaron a cabo de manera sincrónica entre PowerFactory y Matlab con el fin de ensayar la desconexión paulatina de las unidades fotovoltaicas y luego llevar a cabo flujos de potencia para descubrir de mejor manera como la dinámica descrita afectaba al sistema y sus unidades sincrónicas asumidas como térmicas en su totalidad siendo las unidades 1 y 2 las de mayor importancia y sobre las cuales se realizará parte del análisis.

### 3.5. Algoritmo de Optimización

Se presenta el algoritmo utilizado para la obtención de los resultados de optimización, el algoritmo propuesto de fue diseñado por los autores del presente documento.

Paso	Descripción
------	-------------

Entradas	Crecimiento Pt Pmin_pv Pmax_pv Pmin_t Pmax_t Porc_t Porc_pv
Salidas	$x = [x_1, x_2]$
Inicialización	Crecimiento $\leftarrow 15$ Pt $\leftarrow 40$ Pmin_pv $\leftarrow 40$ Pmax_pv $\leftarrow 100$ Pmin_t $\leftarrow 40$ Pmax_t $\leftarrow 40$ Porc_t = [100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0] Porc_pv = 100 - Porc_t Creación de límites lb = [Pmin_t Pmin_pv] ub = [Pmax_t Pmax_pv] Funciones de costo Para i=1:1:11 $C_t = C_t + 1.90 \times 0.08 \times 1000 \times 365 \times 24 \times \text{Porc}_t(i);$ En donde: $C_t$ corresponde el costo de generación térmica y $\text{Porc}_t$ es el porcentaje de participación térmico. Fin para $C_{pv} = 0.49 \times 1000000$ Restricciones de desigualdad $A = [\text{Porc}_t' \text{ Porc}_pv'] \times 1$ $b(i) = P_t \times (1 + i \times (\text{crecimiento}/100)) \times 1$ $A \times x \leq b$
Paso 1:	Determinación de límites lb $\leq x \leq$ ub Restricciones de igualdad $A_{eq} = [ ]$ $b_{eq} = [ ]$ $A_{eq} \times x = b_{eq}$
Paso 2:	Función objetivo $f = [C_t \ C_{pv}]$ $F.O. = f \times x$
Paso 3:	Minimización lineal $x \leftarrow \text{minimizar}(f, A, b, A_{eq}, b_{eq}, lb, up)$
Paso 4:	
Paso 5:	
Paso 6:	
Paso 7:	

Del algoritmo propuesto se desprende que la etapa de inicialización coloca parámetros de crecimiento porcentual de la generación esperada cada año con la composición solar y térmica, límites de tamaño de los generadores térmicos cuyo tamaño fijo es de 40 MW mientras que el parque fotovoltaico puede tomar una potencia entre 40 y 100 MW aunque, estos parámetros pueden cambiar en función de la necesidad del usuario, otro valor que se parametriza corresponde a los escalones que se pretende dar y por tanto la cantidad de tiempo que le tomaría al sistema completar el proceso de descarbonización. El paso 1 genera un par de vectores que contienen los valores de límites inferior y superior

para las variables que son de interés, el paso 2 por otro lado, determinan los parámetros que se utilizarán para la función de costos cuyos valores corresponden al gasto de recurso (diésel) y costo de implementación del parque fotovoltaico.

El paso 3 crea los vectores necesarios para generar las restricciones de desigualdad del modelo las cuales buscan que la suma de generación térmica y fotovoltaica sea superior al esperado por efecto del crecimiento parametrizado en primer momento. El paso 4 complementa el paso 1 para limitar la potencia del sistema térmico y fotovoltaico, el paso 5 crea dos vectores para la generación de funciones de igualdad, sin embargo, el modelo planteado no contempla restricciones de igualdad por lo cual los vectores se mantienen vacíos. Finalmente, el paso 6 crea la función objetivo del problema para ser minimizada en el paso 7 con el fin de conseguir el tamaño óptimo del parque fotovoltaico. En donde  $x_2$  será el resultado que se busca.

## 4. ANALISIS DE RESULTADOS

### 4.1. Disminución Paulatina Simétrica

En cuanto a lo antes descrito se generó un conjunto de casos entre los cuales se llevaron a cabo simulaciones en el plazo de 10 años para unidades fotovoltaicas de 45, 50, 55 y 60 MW. La Figura 3 ilustra el modo en cómo se genera la interacción entre los sistemas de generación térmica y fotovoltaica para el caso en el cual se introduce paulatinamente una central fotovoltaica de 45 MW.

Por otro lado, la Figura 4 muestra la totalidad de generación producida por ambas centrales en la barra 2 a lo largo del tiempo en un horizonte de análisis de 10 años. Los datos de generación total se observan en la Tabla 4 y se grafican en la Figura 4 misma que muestra los totales de generación en la barra 2.

Debido a que existe un sobredimensionamiento de la potencia que reemplaza al despacho de las unidades térmicas por parte de la central fotovoltaica año a año, se puede notar que se generan excedentes respecto a la potencia que se despachaba en el año 0, la potencia excedente con el paso del tiempo puede ocasionar que la potencia que es requerida desde la unidad 1 y que cumple la función de referencia, se vea también disminuida dado que es ahora el sistema fotovoltaico el encargado de suplir la demanda del sistema al llegar al año 10 del estudio.

Adicionalmente, se realiza el cálculo de las emisiones CO<sub>2</sub> producidas por la unidad térmica estableciendo que se cubre una demanda promedio de manera ininterrumpida para todas las horas del año con lo cual la producción de CO<sub>2</sub> para cada año del estudio se comporta como se visualiza en la tabla 4.

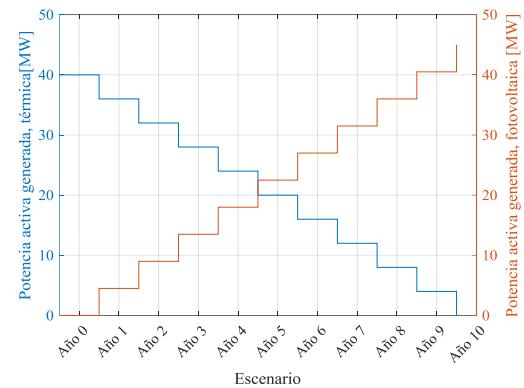


Figura 3: Interacción generación térmica-fotovoltaica

La Tabla 4 realiza una tabulación de los resultados mostrados en la Figura 3.

Tabla 4: Datos de generación barra 2

Etapa de descarbonización	Generación térmica [MW]	Generación fotovoltaica [MW]	Generación total barra 2 [MW]
Año 0	40.00	0.00	40.00
Año 1	36.00	4.50	40.50
Año 2	32.00	9.00	41.00
Año 3	28.00	13.50	41.50
Año 4	24.00	18.00	42.00
Año 5	20.00	22.50	42.50
Año 6	16.00	27.00	43.00
Año 7	12.00	31.50	43.50
Año 8	8.00	36.00	44.00
Año 9	4.00	40.50	44.50
Año 10	0.00	45.00	45.00

La Tabla 5 muestra de manera numérica los resultados que fueron presentados en la Figura 5 y que corresponde a las emisiones de gases contaminantes para el horizonte de 10 años con una introducción de 45 MW de potencia de generación fotovoltaica.

Como se puede observar, los resultados son los esperados ya que conforme el tiempo de análisis avanza el consumo de recurso va disminuyendo de manera paulatina en virtud de ello, es posible darse cuenta que independientemente del tamaño del campo solar que se seleccione mientras el tiempo de estudio sea el mismo, los escalones de disminución de gases contaminantes así como el consumo de recursos será idéntico para todos los casos al menos en el caso de la unidad 2, sin embargo si se desea colocar en análisis la unidad 1 que es la unidad de referencia, los resultados para los casos de diferentes tamaños de campo fotovoltaico serán diferentes. La Tabla 7 muestra cómo se comporta la generación de la

unidad 1 para los diferentes casos.

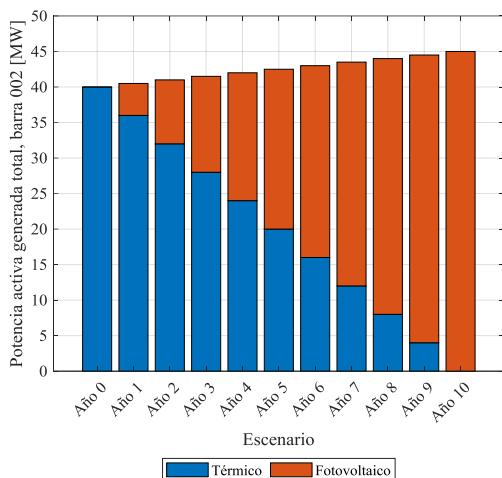


Figura 4: Generación combinada en la barra 2

Con los datos de generación que se mostraron previamente es posible obtener los consumos de recursos minerales que requiere la unidad para la obtención de la potencia esperada según el despacho sugerido. Los resultados obtenidos pueden ser visualizados en la

Tabla 6, sabiendo que los datos con los cuales se calcularon los valores en cuestión fueron mencionados en un capítulo anterior.

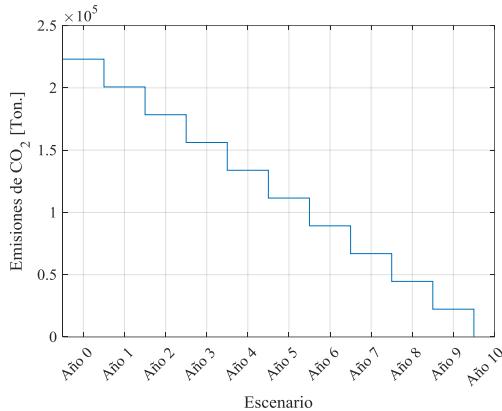


Figura 5: Producción de CO<sub>2</sub>

Como se puede observar en la Tabla 7 el punto de operación durante el escenario base es el mismo, esto debido a que este es el punto en que no se presentan variaciones de despacho de las unidades, sin embargo, al final del periodo de análisis o el año 10 la diferencia de la potencia de despacho de la unidad 1 es diferente llegando a un máximo de variación de aproximadamente 16 MW al introducir un campo solar de 60 MW.

La Figura 6 ilustra el cambio en la generación descrita por los datos de la Tabla 7, al considerar que los resultados obtenidos todavía no son producto de la optimización propuesta sino solamente una estrategia sugerida de descarbonización.

Tabla 5: Emisiones de CO<sub>2</sub> generador térmico

Etapa	Emisiones generador térmico [Toneladas]
Año 0	223059.51
Año 1	200753.57
Año 2	178447.62
Año 3	156141.66
Año 4	133835.71
Año 5	111529.76
Año 6	89223.81
Año 7	66917.86
Año 8	44611.91
Año 9	22305.96
Año 10	0.01

Tabla 6: Consumo de recursos minerales

Etapa	Consumo de carbón [Libras]	Consumo de diésel [Galones]	Consumo de gas natural [Pies <sup>3</sup> ]
Año 0	9.66E+08	6.84E+07	6.35E+09
Año 1	8.69E+08	6.15E+07	5.71E+09
Año 2	7.73E+08	5.47E+07	5.08E+09
Año 3	6.76E+08	4.79E+07	4.44E+09
Año 4	5.79E+08	4.10E+07	3.81E+09
Año 5	4.83E+08	3.42E+07	3.17E+09
Año 6	3.86E+08	2.73E+07	2.54E+09
Año 7	2.90E+08	2.05E+07	1.90E+09
Año 8	1.93E+08	1.37E+07	1.27E+09
Año 9	9.66E+07	6.84E+06	6.35E+08
Año 10	2.41E+01	1.71E+00	1.59E+02

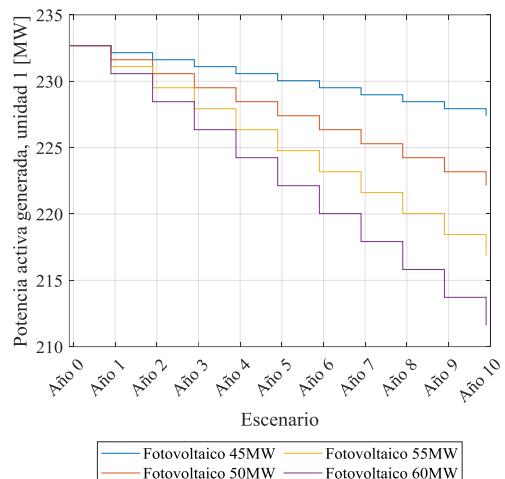


Figura 6: Potencia generada, unidad 1

Es evidente en la figura anterior que la potencia que es requerida desde el generador más grande del sistema es menor, cuando la generación fotovoltaica tiene un tamaño considerable como son 60 MW en la última etapa estudiada, esto también nos ayuda a entender que la introducción de parques fotovoltaicos de potencia inferior a la potencia de unidad térmica en estudio ocasionará como efecto secundario que la unidad de referencia sea exigida en mayor medida para cubrir con la potencia que ya no puede ser entregada por la unidad 2.

Tabla 7: Comparación de generación unidad de referencia

Etapa	Campo solar 45 MW	Campo solar 50 MW	Campo solar 55 MW	Campo solar 60 MW
Año 0	232.68	232.68	232.68	232.68
Año 1	232.15	231.62	231.10	230.57
Año 2	231.62	230.57	229.51	228.46
Año 3	231.10	229.51	227.93	226.35
Año 4	230.57	228.46	226.35	224.24
Año 5	230.04	227.40	224.77	222.13
Año 6	229.51	226.35	223.18	220.03
Año 7	228.98	225.29	221.61	217.92
Año 8	228.46	224.24	220.03	215.82
Año 9	227.93	223.18	218.45	213.72
Año 10	227.40	222.13	216.87	211.62

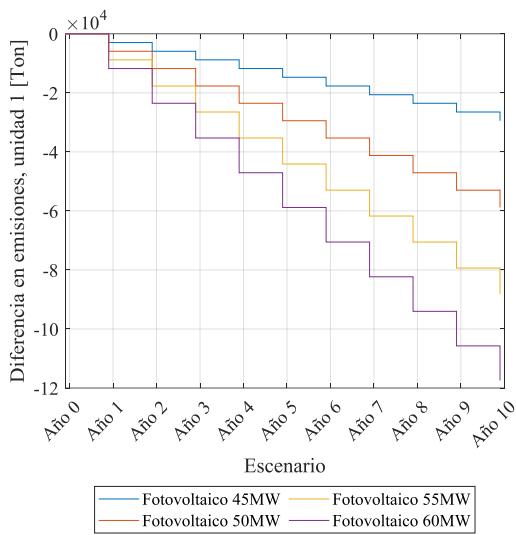


Figura 7: Diferencia de emisiones de CO<sub>2</sub>, unidad 1

La Figura 7 ilustra la diferencia que existe en la producción de emisiones entre el año 0 y cada uno de los años que se consideran ante los diferentes casos de campos solares ensayados, es posible notar que la tendencia es similar a la obtenida para la diferencia de generación requerida lo cual se justifica ya que la relación existente entre las emisiones de gases

contaminantes y la producción energética es proporcional.

La Tabla 8 tabula los resultados observados en la Figura 7, los resultados obtenidos son negativos dado que los mismos representan una disminución respecto al escenario base.

Tabla 8: Diferencia de emisiones CO<sub>2</sub>, unidad 1

Etapa	Campo solar 45 MW, diferencia de emisiones de CO <sub>2</sub>	Campo solar 50 MW, diferencia de emisiones de CO <sub>2</sub>	Campo solar 55 MW, diferencia de emisiones de CO <sub>2</sub>	Campo solar 60 MW, diferencia de emisiones de CO <sub>2</sub>
Año 0	0.0	0.0	0.0	0.0
Año 1	-2955.5	-5911.1	-8810.9	-11766.4
Año 2	-5911.1	-11766.4	-17677.5	-23532.8
Año 3	-8810.9	-17677.5	-26488.3	-35299.2
Año 4	-11766.4	-23532.8	-35299.2	-47065.6
Año 5	-14721.9	-29443.9	-44110.0	-58831.9
Año 6	-17677.5	-35299.2	-52976.6	-70542.6
Año 7	-20633.0	-41210.2	-61731.7	-82309.0
Año 8	-23532.8	-47065.6	-70542.6	-94019.6
Año 9	-26488.3	-52976.6	-79353.4	-105730.2
Año 10	-29443.9	-58831.9	-88164.3	-117440.8

#### 4.2. Disminución abrupta

Los escenarios y casos hasta ahora revisados contemplan una variación paulatina en escalones discretos que se realizan en porcentajes iguales año por año, sin embargo llegado a la realidad, se podría considerar un caso en el cual después de bajar más allá del 40% el rendimiento de las unidades podría verse mermado por efectos de trabajar muy por debajo de la potencia instalada; de ese modo se plantea un nuevo estudio en el cual después de reducir el 40% de la potencia térmica se desconectan todas las unidades térmicas y se ingresa la totalidad del sistema fotovoltaico.

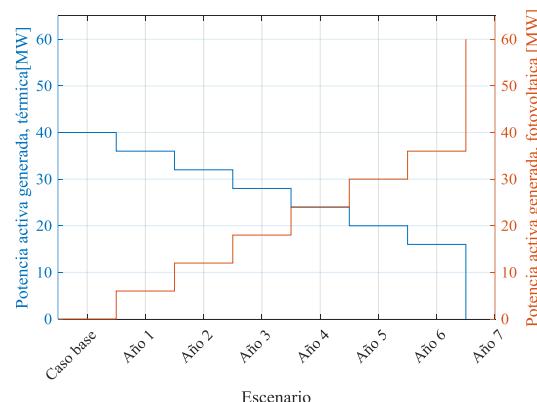


Figura 8: Disminución abrupta de generación térmica.

Se obtienen resultados de intercambio del modo como se muestran en la Figura 8, es notable que ahora el final del proceso se da tan solo en el año 7 ya que se retira una cantidad abrupta de potencia térmica, el tamaño del generador fotovoltaico seleccionado para este estudio es de 60 MW ya que se pretende tener una perspectiva del comportamiento del sistema con un generador fotovoltaico más grande.

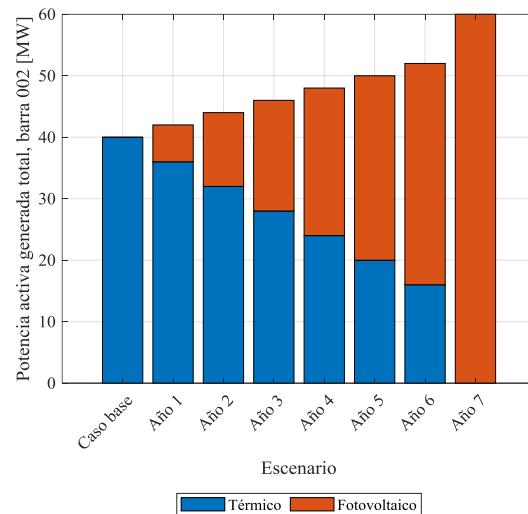
La Tabla 9 muestra la tabulación de datos mostrados en la Figura 8: **Disminución abrupta de generación térmica**. de modo que se puede también contrastar lo mostrado en la Figura 9 en donde se representa la generación total de la barra 2 para la variación que se propone en esta subsección.

**Tabla 9: Potencia de generación, barra 2 abrupto**

Etapa	Generación térmica [MW]	Generación fotovoltaica [MW]	Generación total barra 2 [MW]
Año 0	40.00	0.00	40.00
Año 1	36.00	6.00	42.00
Año 2	32.00	12.00	44.00
Año 3	28.00	18.00	46.00
Año 4	24.00	24.00	48.00
Año 5	20.00	30.00	50.00
Año 6	16.00	36.00	52.00
Año 7	0.00	60.00	60.00

Es entonces evidente el cambio brusco que se da al rebasar el límite del 40% de las unidades térmicas lo que representa alrededor de 16 MW que son retirados con el consecuente aumento de 24 MW de generación fotovoltaica en el mismo año por lo que la demanda aún sería cubierta sin mermar el rendimiento del sistema o exigir en gran medida la unidad de referencia.

La Tabla 10 muestra el cambio de generación en la unidad de referencia para el estudio que se desarrolla en la presente subsección en donde es posible notar el cambio en la generación de la unidad 1, se puede notar en dicha tabla que el cambio que se da en la transición del año 6 al año 7 es de 9 MW contrastado con el resto de transiciones en donde los cambios son de aproximadamente 2 MW, lo cual implica que la salida acelerada de la unidad térmica ocasiona un cambio en el despacho de la unidad 1 aproximadamente 4.5 veces mayor a la que se daba paulatinamente.



**Figura 9: Generación combinada en la barra 2, cambio abrupto**

**Tabla 10: Generación activa unidad 1, cambio abrupto campo de 60 MW**

Etapa	Unidad 1, potencia activa [MW]
Año 0	232.6797
Año 1	230.5673
Año 2	228.4563
Año 3	226.3467
Año 4	224.2384
Año 5	222.1315
Año 6	220.026
Año 7	211.6174

Continuando con los análisis se puede entonces determinar a nivel de costos como es la dinámica de consumo entre el recurso consumido por la generación térmica y el costo requerido para la instalación de nuevas etapas de generación fotovoltaica, dichos valores pueden ser contrastados para comprender cómo se comporta el sistema desde una perspectiva económica.

La Tabla 11 muestra la inversión que se debe llevar a cabo año por año para el crecimiento del campo solar mientras que también se ilustra el presupuesto necesario

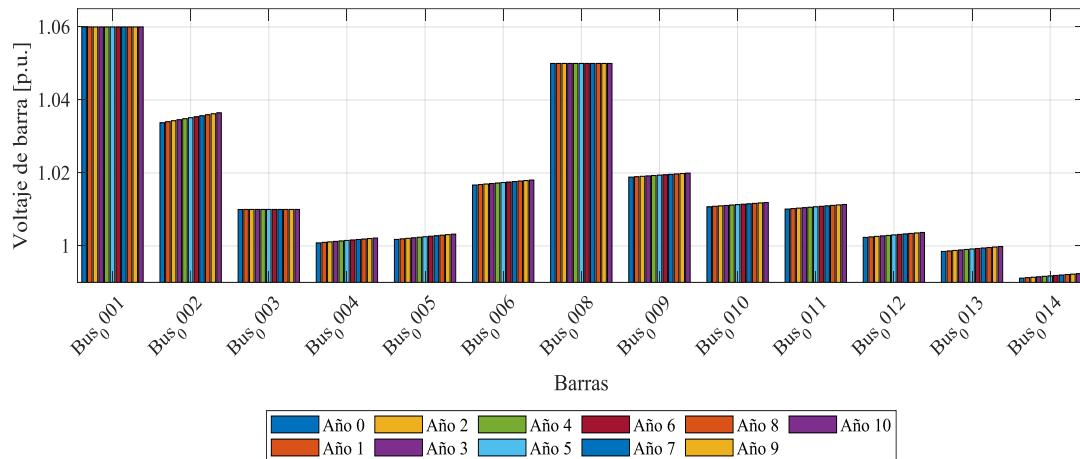


Figura 10: Voltajes de barra, sistema fotovoltaico de 60 MW

para la entrega del recurso mineral (considerando diésel). Es evidente que año a año mientras el cambio es paulatino la inversión se acerca a los 3 millones de dólares, sin embargo, en el año 7 cuando el cambio es brusco la inversión necesaria se acerca a los 12 millones de dólares, mientras que los ahorros obtenidos por efecto de la reducción de combustible año por año son de alrededor de 162 millones de dólares, mientras que en el año 7 el costo que se ahorra en la transición es de alrededor de 649 millones de dólares.

Al contrastar la información de costos entre aquellos valores que corresponden a ahorros por disminución de consumo de recurso mineral y aquellos recursos necesarios para la construcción de cada etapa de la planta fotovoltaica; se pueden obtener ahorros reales como los que se visualizan en la

Etapa	Costo de Diésel [\$]	Costo implementación [\$]
Año 0	1623804878.05	0.00
Año 1	1461424430.84	2940000.00
Año 2	1299043943.03	2940000.00
Año 3	1136663455.23	2940000.49
Año 4	974282967.42	2939999.51
Año 5	811902479.62	2940000.00
Año 6	649521991.81	2940001.47
Año 7	0.00	11759998.53

Dado que en el escenario base no se realizan cambios de ningún tipo no se tiene ahorros reales, mientras que en el resto de los períodos después de descontar el costo del generador fotovoltaico los ahorros promedio son de 159 millones de dólares, mientras que en el último año el ahorro es de alrededor de 638 millones de dólares.

Entendiendo que el dinero necesario para cubrir la inversión del sistema fotovoltaico es proporcional al tamaño de este se entiende que al tener campos de menor tamaño el ahorro total será mayor, dado que la inversión es menor mientras que la reducción de gastos de combustible es la misma.

combustible es la misma.

Tabla 12 luego de disminuir el valor de inversión en infraestructura.

Tabla 11: Costos para la transición brusca en 7 años

Etapa	Costo de Diésel [\$]	Costo implementación [\$]
Año 0	1623804878.05	0.00
Año 1	1461424430.84	2940000.00
Año 2	1299043943.03	2940000.00
Año 3	1136663455.23	2940000.49
Año 4	974282967.42	2939999.51
Año 5	811902479.62	2940000.00
Año 6	649521991.81	2940001.47
Año 7	0.00	11759998.53

Dado que en el escenario base no se realizan cambios de ningún tipo no se tiene ahorros reales, mientras que en el resto de los períodos después de descontar el costo del generador fotovoltaico los ahorros promedio son de 159 millones de dólares, mientras que en el último año el ahorro es de alrededor de 638 millones de dólares.

Entendiendo que el dinero necesario para cubrir la inversión del sistema fotovoltaico es proporcional al tamaño de este se entiende que al tener campos de menor tamaño el ahorro total será mayor, dado que la inversión es menor mientras que la reducción de gastos de combustible es la misma.

Tabla 12. Ahorros del proceso de descarbonización busco

Etapa	Ahorro real [\$]
Año 0	0.00
Año 1	159440447.21
Año 2	159440487.80
Año 3	159440487.31
Año 4	159440488.29

Año 5	159440487.80
Año 6	159440486.33
Año 7	637761993.28

#### 4.3. Resultados optimización de parque fotovoltaico

Considerando el modelo expresado con anterioridad se procede a la ejecución del modelo por medio de Matlab.

Los parámetros seleccionados corresponden a la opción en la cual se tiene un escenario de 7 años en el cual se realiza un retiro brusco, se mantiene la opción en la cual el retiro de la potencia térmica a retirar son 40 MW mientras que los límites para introducción fotovoltaica se parametrizan entre 40 y 100 MW, mientras que el crecimiento anual de la producción de energía se coloca en un 10%. Con lo antes expuesto se obtiene que la potencia a ser introducida en el sistema debe ser de 80 MW, con lo cual se minimiza el costo que contempla el MW de potencia fotovoltaica instalada y el costo de recurso mineral mismo que se selecciona en \$1.90 (aplicando la conversión para el consumo anual) como tarifa plana durante el horizonte de los 7 años.

escalones de 10 años. Los resultados arrojados por el modelo de optimización sugieren ingresar la misma cantidad de potencia por medio del campo solar, o sea 80 MW de potencia.

Dado que el optimizador permite ingresar una opción de crecimiento de la potencia a generar durante los horizontes de años es factible cambiar dicha cifra, al variar dicho parámetro a un 5% de incremento por año el modelo muestra que el costo minimizado se alcanza al introducir 60 MW de potencia por medio de generación fotovoltaica. Los resultados antes expuestos se muestran en la Tabla 14. Se entiende entonces que existe independencia del horizonte de años al momento de buscar la mejor alternativa de potencia a ser introducida con la esperada salida de potencia por generación térmica.

#### 4.4. Operación del sistema de potencia

Dado que se dan cambios en el despacho y presencia de las unidades de potencia que aportan en el sistema se espera que las barras sufren cambios en su operativas, por ello, se plantea un análisis de las condiciones en los

Tabla 13: Voltaje en barras del sistema

Avance	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 8	Bus 9	Bus 10	Bus 11	Bus 12	Bus 13	Bus 14
Año 0	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.002	0.998	0.991
Año 1	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.002	0.999	0.991
Año 2	1.060	1.034	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.003	0.999	0.991
Año 3	1.060	1.035	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.010	1.003	0.999	0.992
Año 4	1.060	1.035	1.010	1.001	1.002	1.017	1.050	1.019	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 5	1.060	1.035	1.010	1.002	1.003	1.017	1.050	1.019	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 6	1.060	1.035	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.011	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 7	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.003	0.999	0.992
Año 8	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.003	1.000	0.992
Año 9	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.004	1.000	0.992
Año 10	1.060	1.036	1.010	1.002	1.003	1.018	1.050	1.020	1.012	1.011	1.004	1.000	0.992

Tabla 14: Resultados optimización

Horizonte [años]	Porcentaje crecimiento [%]	Potencia fotovoltaica para introducirse [MW]
7	5	60
7	10	80
7	15	100
10	5	60
10	10	80
10	15	100

Se ensaya por otro lado un modelo de optimización similar, pero con el particular de requerir un análisis durante un horizonte de 10 años de manera paulatina con

niveles de voltaje de las barras. La Figura 10 muestra una comparativa de los voltajes de barra en valores por unidad. Se puede observar que las barras que cuentan con una unidad de generación no sufren cambios en sus voltajes a excepción de la barra 2 que es precisamente la barra en estudio. Los cambios en la unidad 2 ocasionan que otras barras también tengan alteraciones en sus niveles de voltaje dado que el intercambio de potencia reactiva sufre modificaciones parciales en cada año hasta el alcanzar la desconexión de las unidades térmicas en la barra 2.

A pesar de los cambios que producen por el intercambio de potencia reactiva en el sistema, la diferencia entre el voltaje en el año 0 sin modificaciones no es significativo dado que el cambio respecto al año 10 en el cual las unidades térmicas no aportan al sistema es de 0.02 unidades medidas en valores por unidad lo cual

representa una modificación del 1.93% respecto al voltaje del año 0 o caso base. Para el resto de las barras se puede observar que la barra que mejor voltaje en por unidad presenta es la barra 14 cuyo valor más alto se alcanza es en el año final con un valor de 0.9923 por unidad mientras que, el voltaje más alto corresponde al voltaje de la barra 1 (barra de referencia) con un valor constante a lo largo del tiempo con un valor de 1.06 por unidad, los resultados obtenidos son tabulados en la Se ensaya por otro lado un modelo de optimización similar, pero con el particular de requerir un análisis durante un horizonte de 10 años de manera paulatina con escalones de 10 años. Los resultados arrojados por el modelo de optimización sugieren ingresar la misma cantidad de potencia por medio del campo solar, o sea 80 MW de potencia. .

## 5. CONCLUSIONES

Uno de los principales criterios a considerar en un proceso de descarbonización radica en la selección de un sistema de generación renovable, este debe proporcionar una potencia instalada y disponible igual o superior a la potencia que se retira por la desconexión de una o varias unidades térmicas. Es así como de manera empírica por medio del sistema de optimización se a determinado en todos los casos de estudio un crecimiento porcentual de la generación. El tamaño del campo fotovoltaico sugerido siempre es superior a la potencia retirada. Por ejemplo, el modelo con un crecimiento del 5% requiere de un sistema fotovoltaico de 60 MW.

Una de las condiciones operativas previstas en la presente investigación corresponde al voltaje de las barras a lo largo del proceso de descarbonización en donde se encuentra que la variación promedio entre los casos iniciales y los casos finales se ubica cercano al 1% un valor aceptable dado que los límites usuales se sitúan en un 5% de variación positiva o negativa respecto al voltaje nominal.

Se evidencia que la introducción de generación renovable ocasiona un cambio en los balances de potencia en cuanto a despacho se refiere, el cambio en el despacho ocasiona que la producción de CO<sub>2</sub> se vea alterada ya que las unidades que producen los gases son despachadas en menor cuantía conforme avanza el proceso de descarbonización. La gestión de las unidades de generación guarda directa relación con la producción de gases contaminantes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. Morales-Espana and J. Sijm, “Simultaneous reduction of emissions and costs by curtailing renewables in optimal operation of power systems,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, vol. 2020-Octob, pp. 1070–1073, 2020, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248910.
- [2] F. Luo, L. Yang, L. Zhang, X. Wang, D. Zhao, and Y. Liu, “Study on modeling method of renewable energy generation system based on control mode and strategy switching,” Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, vol. 2016-Decem, pp. 2111–2116, 2016, doi: 10.1109/APPEEC.2016.7779859.
- [3] J. Valencia-calvo and G. Olivar-tost, “Modelo y Simulación de un Mercado de Energías Renovables : Integración de Fuentes de Energías Renovables con el Sistema de Generación Convencional,” no. June, pp. 24–27, 2020.
- [4] H. Nezamabadi, P. Nezamabadi, M. Setayeshnazar, and G. B. Gharehpetian, “Participation of virtual power plants in energy market with optimal bidding based on Nash-SFE Equilibrium Strategy and considering interruptible load,” 2011 Proceedings of the 3rd Conference on Thermal Power Plants, CTPP 2011, pp. 3–8, 2011.
- [5] G. Morales-Espana and J. Sijm, “Simultaneous reduction of emissions and costs by curtailing renewables in optimal operation of power systems,” IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, vol. 2020-Octob, pp. 1070–1073, 2020, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248910.
- [6] E. Hooshmand and A. Rabiee, “Robust model for optimal allocation of renewable energy sources, energy storage systems and demand response in distribution systems via information gap decision theory,” IET Generation, Transmission and Distribution, vol. 13, no. 4, pp. 511–520, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5671.
- [7] O. Elma, U. S. Selamogullari, M. Uzunoglu, and E. Ugur, “Carbon emission savings with a renewable energy supplied smart home operation,” Proceedings of 2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2013, no. October, pp. 1129–1132, 2013, doi: 10.1109/ICRERA.2013.6749922.
- [8] C. Cuji and E. Mediavilla, “Controlador Difuso Para Gestión De La Energía En Un Proceso De Transición De Central De Generación Térmica A Renovables,” Revista Técnica “energía,” vol. 18, no. 2, pp. 61–73, Jan. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.491.
- [9] C. Cuji and D. Polanco, “Estimación Del Tiempo De Recuperación De Energía Aplicado En Producción De Hidrógeno Con Fines De Generación Eléctrica,” Revista Técnica “energía,” vol. 18, no. 2, pp. 74–84, Jan. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.492.
- [10] M. Beken, B. Hangun, and O. Eyecioglu,

- “Classification of turkey among european countries by years in terms of energy efficiency, total renewable energy, energy consumption, greenhouse gas emission and energy import dependency by using machine learning,” 8th International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2019, pp. 951–956, 2019, doi: 10.1109/ICRERA47325.2019.8996583.
- [11] T. S. Ustun, C. Ozansoy, and A. Zayegh, “Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 8, pp. 4030–4041, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033.
- [12] X. Wang and Z. Lu, “Simulation Research on the Operation Characteristics of a DC Microgrid,” National Key R&D Program of China, vol. 1, no. 1, pp. 3–6, 2016.
- [13] J. Cho, H. Kim, Y. Cho, H. Kim, and J. Kim, “Demonstration of a DC Microgrid with Central Operation Strategies on an Island,” 2019 IEEE 3rd International Conference on DC Microgrids, ICDCM 2019, 2019, doi: 10.1109/ICDCM45535.2019.9232893.
- [14] N. K. Paliwal and R. K. Rai, “Micro-grid operation during grid connected and Islanding mode using conventional and inverter interfaced source,” 2014 International Conference on Smart Electric Grid, ISEG 2014, pp. 1–6, 2015, doi: 10.1109/ISEG.2014.7005606.
- [15] L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and Y. Al-Turki, “Hierarchical coordination of a community microgrid with AC and DC microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 6, pp. 3042–3051, 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2398853.
- [16] S. Abu-Elzait and R. Parkin, “Economic and Environmental Advantages of Renewable-based Microgrids over Conventional Microgrids,” *IEEE Green Technologies Conference*, vol. 2019-April, pp. 31–34, 2019, doi: 10.1109/GreenTech.2019.8767146.
- [17] D. Zhao, N. Zhang, and Y. Liu, “Micro-grid connected/islanding operation based on wind and PV hybrid power system,” 2012 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT Asia 2012, pp. 1–6, 2012, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303168.
- [18] Z. Liu et al., “Typical island micro-grid operation analysis,” China International Conference on Electricity Distribution, CICED, vol. 2016-September, no. Ciced, pp. 1–4, 2016, doi: 10.1109/CICED.2016.7575981.
- [19] S. Mathy, P. Menanteau, and P. Criqui, “After the Paris Agreement: Measuring the Global Decarbonization Wedges From National Energy Scenarios,” *Ecological Economics*, vol. 150, no. January, pp. 273–289, 2018, doi: 10.1016/j.ecolecon.2018.04.012.
- [20] Y. Li, Z. Lukszo, and M. Weijnen, “Trade-offs between energy-environmental-economic objectives for China’s power decarbonization policies,” 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232804.
- [21] C. S. Psomopoulos, K. Kiskira, K. Kalkanis, H. C. Leligou, and N. J. Themelis, “The role of energy recovery from wastes in the decarbonisation efforts of the EU power sector,” *IET Conference Publications*, vol. 2020, no. CP780, pp. 485–490, 2020, doi: 10.1049/icip.2021.1223.
- [22] J. Teremranova and A. Sauhats, “Electrification and Decarbonization Potential Assessment of Latvian Dwellings,” 2020 IEEE 61st Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2020 - Proceedings, 2020, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316549.
- [23] C. McGarry, S. Galloway, and G. Burt, “Decarbonisation of rural networks within Mainland Scotland: In support of intentional islanding,” *IET Conference Publications*, vol. 2021, no. CP783, pp. 283–288, 2021, doi: 10.1049/icip.2021.1379.
- [24] J. E. M. Mora, “Decarbonization of the power generation system in Central America,” 2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention, CONCAPAN 2019, vol. 2019-Novem, pp. 6–9, 2019, doi: 10.1109/CONCAPANXXXIX47272.2019.8976940
- [25] C. S. Psomopoulos, K. Kiskira, K. Kalkanis, H. C. Leligou, and N. J. Themelis, “the Role of Energy Recovery From Wastes in the Decarbonisation Efforts of the Eu Power Sector,” pp. 485–490, 2021, doi: 10.1049/icip.2021.1223.
- [26] Z. Li et al., “Decarbonization Dispatching Strategy for Electric Vehicles Based on Life Cycle Analysis,” *Proceedings - 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, EEEIC / I and CPS Europe 2020*, 2020, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160631.
- [27] A. M. Brander et al., “Electricity-specific emission factors for grid electricity,” *Econometrica*, no. August, pp. 1–22, 2011.
- [28] Z. Zhao, C. Fu, C. Wang, and C. J. Miller, “Improvement to the Prediction of Fuel Cost Distributions Using ARIMA Model,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-

Augus, pp. 1–5, 2018, doi:  
10.1109/PESGM.2018.8585984.



**Roberto Orlando Galarza Zambrano** (Y'1989). Se graduó de bachiller técnico en el Instituto Tecnológico Superior Central Técnico, Ecuador en 2008. Finaliza sus estudios universitarios 2022 en la Universidad Politécnica Salesiana en la Carrera de Ingeniería Eléctrica. Actualmente es Supervisor técnico en una empresa contratista de la Empresa Eléctrica Quito.



**Cristian Cristóbal Cuji Cuji** (1986-03-05). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador.