

# PV Active Power Curtailment for Distribution Network Management

C.N. Acosta-Campas, M. Madrigal, *Senior Member, IEEE*, and H.F. Ruiz-Paredes, *Senior Member, IEEE*,

**Abstract**—Two of the main operation issues in medium voltage (MV) feeders are the voltage and thermal limits and become more relevant when a significant amount of distributed generation is integrated. This paper proposes a control strategy based on PV active power curtailment for distribution network management in order to reduce voltage and thermal issues in MV feeders under high photovoltaic (PV) penetration in order to postpone or avoid feeder reinforcement costs, when usually this kind of analysis is carried out in low voltage feeders. The strategy estimates the hosting capacity (HC) of the feeders based on decreasing the active power generated by the PV systems as required. The proposed approach uses Monte-Carlo simulations to estimate the HC in the feeder. In order to get more realistic scenarios, stochastic simulations are used to determine the random location of the PV systems, and by using statistics, several PV capacities are proposed. Smart PV inverters are employed to reduce their active power output based on the derived control signals. As an example, Mexican standards are used to estimate the HC and to test the control strategy. The results show an increase of HC in the feeder and benefits as better voltage regulation and thermal feeder profile.

**Index Terms**—Active power curtailment, reinforcement cost, stochastic simulation, thermal issues, voltage issues.

## I. INTRODUCCIÓN

Actualmente, los esquemas de operación y planificación de las redes de distribución ya consideran la alta penetración de los sistemas de generación distribuida (GD). Las redes de distribución han pasado de ser pasivas a activas debido a la incorporación de las unidades de GD, que se basan principalmente en fuentes de energía renovable (FER) [1]. Una red de distribución activa con un alto nivel de penetración de GD usualmente presenta los siguientes problemas: sobretensión en los alimentadores, congestión en transformadores y alimentadores, contribución de corrientes de falla, aumento de las pérdidas de potencia y bajo factor de potencia [2]–[7]. Estos efectos tienen un impacto directo en el desempeño de la red de distribución. En países como Alemania, Australia, Estados Unidos, entre otros [5], [8], se han reportado efectos nocivos importantes de regulación de tensión y térmicos debido a la alta penetración de GD. Sin embargo, en México estos efectos no se han reportado aún debido al bajo porcentaje de penetración de GD. No obstante, se espera un aumento significativo de la GD en los próximos años; en 2019, las estadísticas mexicanas informaron la proporción en % de sistemas fotovoltaicos (SF) instalados en las redes de distribución con diversas capacidades en kW, lo cual se muestra en la Tabla I. Se reportó un total de 975 MW de capacidad neta

instalada, y se prevé que sea de 3,201 MW en 2023 [9], [10], que representa un aumento del 328%.

TABLA I  
CAPACIDADES DE SF INSTALADAS CON SUS RESPECTIVAS PROPORCIONES

Capacidad en kW	1	5	10	30	50	100	250	500
Proporción en %	2	48	39	7	1	1	1	1

Por lo tanto, surge la necesidad de tomar en cuenta consideraciones complementarias en la planificación y gestión de la red eléctrica. Por ejemplo, el refuerzo de alimentadores y la puesta en funcionamiento de transformadores con cambiadores de derivación bajo carga (OLTC, en inglés). Sin embargo, esto implica un aumento de costos para una empresa de distribución de energía eléctrica. Además, debido a la intermitencia natural de las FER combinado con las variaciones de demanda, el control de OLTC podría no ser suficiente [11]. En este sentido, se requieren de acciones complementarias que operen de manera activa. Las estrategias de control activo se enfocan en controlar la operación de la GD en beneficio de la red de distribución. Para establecer la operación más benéfica se requiere tomar una serie de decisiones como es la selección de la estandarización adecuada, la metodología para estimación de la capacidad de alojamiento (HC, en inglés), el modelado de la red eléctrica, establecer el tipo de comunicación entre el operador del alimentador y los usuarios e implementar una estrategia de control. En este sentido, la búsqueda de estrategias alternativas de planificación y control, que consideren los márgenes regulatorios, técnicos y económicos son de vital importancia para los planificadores y operadores de redes de distribución (ORD).

## II. ESTADO DEL ARTE

La estimación de HC determina cuanta penetración de GD ( $GD_{p\%}$ ) puede albergar un alimentador sin infringir las restricciones operativas, y dependerá de los estándares de operación utilizados como son, límites de tensión y térmicos, pérdidas de potencia, y de las condiciones climáticas, así como la variación de demanda [12]. El  $GD_{p\%}$  se puede definir como el porcentaje de clientes con sistemas de GD entre el total de clientes en la red de distribución [13], o bien, como sugieren diversos autores, como la capacidad total neta instalada de GD entre la capacidad de la subestación eléctrica y/o del alimentador [14]. Sin embargo, en este artículo se optó por utilizar el porcentaje de clientes con GD y viene dado por (1).

$$GD_{p\%} = \frac{\text{Número de clientes con GD}}{\text{Número total de clientes}} \cdot 100\% \quad (1)$$

Diversos autores sugieren adoptar la regulación de tensión y la congestión de alimentadores y/o transformadores como los

C.N. Acosta-Campas is with ITM, Instituto Tecnológico de Morelia e-mail:cnacostac@gmail.com.

M. Madrigal and H.F. Ruiz-Paredes are with ITM, Instituto Tecnológico de Morelia e-mail:manuelmadrigal@ieee.org and hfrui53@yahoo.com.mx, respectively.

principales indicadores de alta penetración de GD [15], [16] y [17]. La congestión o sobrecarga térmica en alimentadores y transformadores es una característica típica de las redes de distribución con alta penetración de GD. Esto ocurre, por ejemplo, cuando la potencia inversa desde la GD hacia el alimentador es excesivamente alta, provocando a su vez, sobretensión en el bus de conexión de la GD. Por lo tanto, la congestión y los problemas de regulación de tensión pueden ocurrir al mismo tiempo [17]. La Fig. 1 muestra un alimentador de MT típico con alta penetración de GD. En este ejemplo, debido a la alta penetración de GD, se puede observar que la sobrecarga se da principalmente en el alimentador troncal, mientras que las sobretensiones ( $V \uparrow$ ) se encuentran en los ramales o puntos extremos y la caída de tensión ( $V \downarrow$ ) en el bus de la subestación eléctrica (SE).

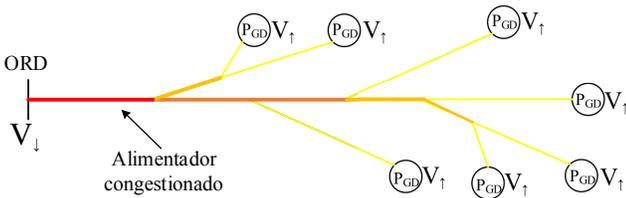


Fig. 1. Alimentador en MT congestionado por alta penetración de GD.

En [15], [18] y [19], se han propuesto diversos enfoques para mantener la regulación de tensión, incrementar el HC y posponer o evadir el costo de refuerzo del alimentador. Este concepto se describe en [6]. En la referencia [16] se detallan tres enfoques diferentes para estimar el HC: determinista, estocástico/probabilístico y series de tiempo. Los autores reportaron que en un escenario realista las condiciones climáticas y de demanda variantes, así como la ubicación y la capacidad de los SFs, son desconocidas, por lo tanto, el uso de un enfoque estocástico para determinar el HC es lo más adecuado. En [15] se realiza una clasificación de alimentadores con base a restricciones de tensión y de corriente, y se realiza una comparación con y sin control de tensión con potencia reactiva ( $Q_v$ ). Los resultados mostraron que los alimentadores muy cargados y restringidos por tensión, tienen más probabilidades de estar restringidos por corriente si se implementa un control de  $Q_v$ .

En [18], se realiza un “diseño de perfil de tensión” para alimentadores en baja tensión (BT) por medio del control de convertidores de potencia y la localización óptima de bancos de capacitores y reguladores automáticos de tensión. En [1], se realiza un “control de potencia activa y reactiva de GD” para reducir la generación en alimentadores de prueba y reales. Esta estrategia de control evalúa la tensión en el bus de la GD y calcula la potencia activa y reactiva que debe absorber o consumir el convertidor de potencia para mantener la tensión lo más próxima a la tensión de referencia. Cabe señalar que en [1] se considera que los convertidores de potencia son capaces de inyectar la potencia activa y reactiva requerida según la estrategia de control descrita en [20]; sin embargo, las restricciones por parte del estándar IEEE 1547 no permitían el control activo de tensión por medio de convertidores de potencia hasta el 2018 [21]. En [19] se propone un control, mediante el algoritmo de optimización *Big Bang–Big Crunch*, de los taps en reguladores automáticos de tensión y compen-

sación reactiva en bancos de capacitores y convertidores de potencia, sin necesidad de reducir la generación.

Enfoques como en [1] y [19] requieren una infraestructura de comunicación y medición entre el ORD y los elementos controlados correspondientes; no obstante, en [22] se menciona que la inversión en tan solo el 25% de los SF instalados es económicamente irrealizable. Entonces, un control para GD que requiera de una mínima infraestructura de comunicación es la opción económicamente más viable en el corto plazo. En estos términos, se pueden emplear dispositivos de comunicación inalámbricos de bajo costo, como los WiFi, para establecer una infraestructura de comunicación tal como se propone en [23] y [24]. En [25] se analiza el uso de enlaces de comunicación celular para reducir el retraso en la comunicación. En la Fig. 2 se muestra un diagrama de un alimentador radial comunicado por medio de dispositivos inalámbricos. El ORD recibe información de cada cliente, luego, él decide qué estrategia de control ejecutará sobre los usuarios. De tal modo que el control sería empleado de manera centralizada.

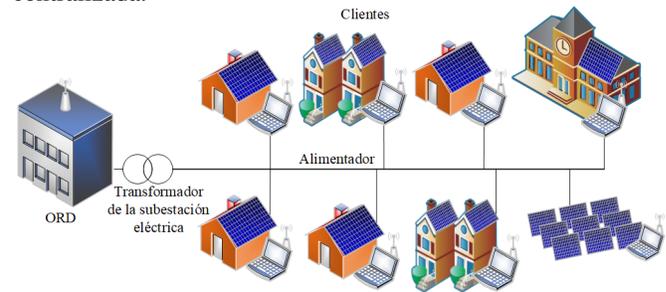


Fig. 2. Red de distribución activa.

La mayoría de estudios para determinar e incrementar el HC reportados en la literatura, son realizados en alimentadores que operan en BT, tal como en [18] y [15]. Los alimentadores en BT, generalmente alojan a SF por debajo de los 5 kW de capacidad. Por lo que no existe una interacción del alimentador con capacidades que pueden ser relativamente mayores. Tal como es el caso de México, donde se pueden encontrar sistemas de GD desde los 1 kW hasta 500 kW.

Una vez identificadas las tendencias en el control de gestión activa, en este artículo se utiliza la regulación de tensión y la congestión del alimentador como criterios de control; se supone que los SF son el único tipo de GD utilizada. Además, se considera el uso de convertidores de potencia en los SF, los cuales son capaces de reducir la potencia activa generada. Se emplean diversas capacidades de SF. También se consideran dispositivos inalámbricos como infraestructura de comunicación entre el control y los convertidores de potencia. Con el fin de aportar el máximo realismo posible a las simulaciones, se utilizó el enfoque estocástico/probabilístico mediante simulación de Monte-Carlo (MC) como metodología de estimación de HC desarrollado en Python [26] en conjunto con OpenDSS [27].

### III. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

#### A. Procedimiento para la estimación del HC

Se realizaron simulaciones de Monte-Carlo con el objetivo de evaluar la incertidumbre en la generación fotovoltaica y de demanda consideradas en este trabajo. Los escenarios

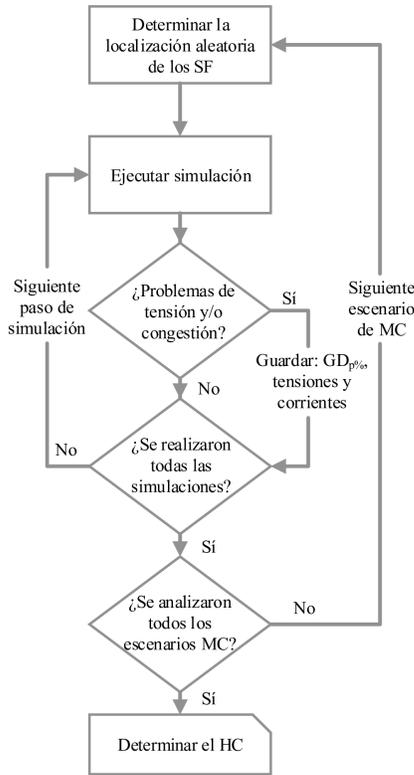


Fig. 3. Procedimiento para la estimación del HC.

aleatorios se crearon a partir de las estadísticas de los SF instalados [9]. El aumento de penetración  $GD_{p\%}$  se hizo progresiva, y aleatoriamente desde 0% hasta 100%. La ubicación y capacidad del SF fue aleatoria en cada escenario de MC propuesto. La Fig. 3 muestra el procedimiento para obtener el HC. Cada vez que algún límite se infringe, se ejecuta el control de generación y se guarda el  $GD_{p\%}$  correspondiente; el  $GD_{p\%}$  guardado podrá atribuirse a problemas de regulación de tensión, congestión del alimentador o sobrecarga de la subestación eléctrica. Una vez ejecutadas todas las simulaciones de MC, se reporta la menor penetración  $GD_{p\%}$  como el HC del alimentador. Además, es posible conocer el perfil de operación de un alimentador con GD a través de estudios de HC. Dado que se conoce la condición que determina al HC y la operación particular del alimentador, el ORD puede tomar decisiones más efectivas y emplear una estrategia adecuada para gestionar los efectos de la GD. La información de los estudios de HC puede utilizarse para aumentar el HC y obtener otros beneficios, como pueden ser, reducir el estrés en transformadores y alimentadores, y mejorar la regulación de tensión.

### B. Reducción de Potencia Activa

Cada alimentador tiene un perfil de corriente y de regulación de tensión de operación típico. Sin embargo, un alimentador que tiene alta penetración de GD presenta problemas de congestión y de regulación de tensión principalmente, por el aumento de los flujos de potencia en reversa. Es importante hacer mención, que una potencia en reversa o reversible se define como aquella potencia que fluye del secundario del transformador de la subestación hacia el primario, esto debido a que en el alimentador puede tener mayor generación que

consumo. La Fig. 4 muestra que cuando la potencia activa del SF ( $P_{SF}$ ) es mayor que la potencia de carga ( $P_{carga}$ ) del alimentador, se puede exceder el perfil característico de corriente ( $I_{AT\%}$ ) y el de tensión ( $V_{max}$  y  $V_{min}$ ) hasta alcanzar el HC con respecto a las restricciones térmicas ( $RT\%$ ) o de tensión ( $V_{lim1}$  y  $V_{lim2}$ ).

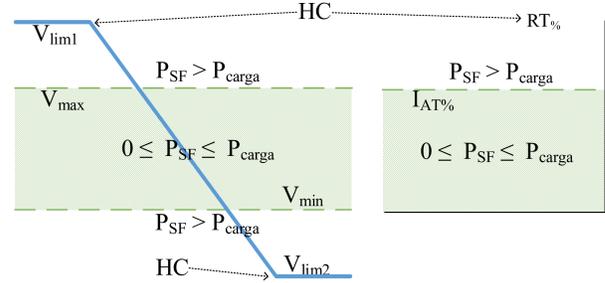


Fig. 4. Tensiones y corrientes típicos de un alimentador con restricciones de tensión y térmicas.

El sistema de distribución de la Fig. 5, consta de un transformador, un alimentador, una carga y un SF. De éste, la tensión en el extremo receptor del alimentador  $V_R$ , se puede expresar como en (2).

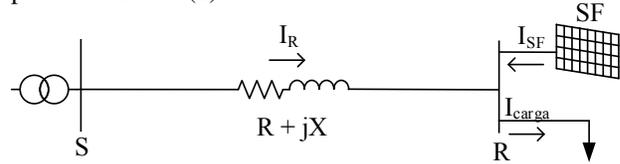


Fig. 5. Ejemplo de alimentador con SF y carga.

$$V_R = V_S - I_R \cdot (R + jX) \quad (2)$$

Dónde  $R + jX$  es la impedancia del alimentador,  $V_S$  es la tensión en la subestación e  $I_R$  representa la corriente a través del alimentador.

Cuando el bus de interconexión tiene demanda de potencia activa y reactiva ( $Q_{carga}$ ), así como potencia activa del generador fotovoltaico  $P_{SF}$ , se obtiene una expresión para  $I_R$  como en (3),

$$I_R = \left( \frac{P_R - jQ_R}{V_R^*} \right) \quad (3)$$

dónde  $P_R = P_{carga} - P_{SF}$  y  $Q_R = Q_{carga}$ .

Se puede observar que la tensión se verá afectada por la corriente suministrada o absorbida en el bus de interconexión.

A partir de (3), se pueden analizar los siguientes escenarios:

1.  $P_{SF} = 0$
2.  $P_{SF} \leq P_{carga}$
3.  $P_{SF} > P_{carga}$  o  $P_{carga}, Q_{carga} = 0$

Para el primer escenario, (3) se describe como en (4).

$$I_R = \left( \frac{P_{carga} - jQ_{carga}}{V_R^*} \right) \quad (4)$$

Este escenario es considerado como el modo de operación de un alimentador con mínima generación fotovoltaica o sin GD.

Para el segundo escenario, (3) se describe como en (5).

$$I_R = \left( \frac{(P_{carga} - P_{SF}) - jQ_{carga}}{V_R^*} \right) \quad (5)$$

Este caso representa el efecto de las corrientes mínimas en el alimentador; por lo tanto, se puede esperar un perfil de tensión uniforme.

En el tercer escenario, (3) se convierte en (6).

$$I_R = \left( \frac{-P_{SF}}{V_R^*} \right) \quad (6)$$

Este es el peor escenario posible, es decir, carga mínima y generación máxima, dado que puede resultar en problemas de regulación de tensión, y posiblemente, de congestión del alimentador.

**B1. Lógica de Control:** en el esquema operativo tradicional, el agente de generación del sistema eléctrico se apoya en su experiencia y estudios de despacho de potencia para decidir si debe aumentar o reducir el despacho de unidades de generación con el fin de mantener el balance de generación-demanda. En ese sentido, trasladando ese concepto a nivel de distribución, el control de GD en las redes de distribución puede llevarse a cabo desde la perspectiva del ORD y de manera centralizada, auxiliándose en los convertidores de potencia. Este trabajo considera que la potencia activa de salida del convertidor  $P_{SF}$  se establece en el punto de máxima transferencia de potencia ( $MPPT$ , en inglés). Entonces, la reducción de  $P_{SF}$  se realiza cambiando el valor del  $MPPT$  en el convertidor.

El ajuste del valor del  $MPPT$  se basa en la tensión máxima ( $V_{max}$ ) y tensión mínima ( $V_{min}$ ) del alimentador, y la corriente máxima en todas las secciones del alimentador ( $I_{Amax\%}$ ).

**B2. Restricciones de Tensión:** para anticipar variaciones bruscas en la regulación de tensión, se propone adoptar una banda de tolerancia de tensión ( $V_{bt}$ ) en las tensiones límites  $V_{lim1}$  y  $V_{lim2}$ , luego se comparan con los valores de  $V_{max}$  y  $V_{min}$  del alimentador. Si no se infringen los límites de tensión, la generación puede incrementarse ( $Inc_{MPPT\%}$ ), de otro modo, la generación se reduce ( $Red_{MPPT\%}$ ). El incremento o reducción se harán principalmente en horas de carga mínima y generación máxima, por las razones mencionadas anteriormente en la sección B y se aplicará a todos los SF. La lógica de control se muestra en (7).

$$MPPT = \begin{cases} MPPT - Red_{MPPT\%}, & V_{max} \geq (V_{lim1} - V_{bt}) \\ & \text{ó } V_{min} \leq (V_{lim2} + V_{bt}) \\ MPPT + Inc_{MPPT\%}, & V_{min} > (V_{lim2} + V_{bt}) \\ & \text{y } V_{max} < (V_{lim1} - V_{bt}) \end{cases} \quad (7)$$

**B3. Restricciones Térmicas:** como segunda consideración, se define que cuando  $I_{Amax\%}$  exceda la capacidad del alimentador ( $I_{AT\%}$ ), se reduce el  $MPPT$ , y si  $I_{Amax\%} < I_{AT\%}$ , se realiza el aumento del valor del  $MPPT$ . Así, la corriente del alimentador podría mantenerse por debajo de los límites térmicos nominales. La lógica empleada se muestra en (8).

$$MPPT = \begin{cases} MPPT - Red_{MPPT\%}, & I_{Amax\%} \geq I_{AT\%} \\ MPPT + Inc_{MPPT\%}, & I_{Amax\%} < I_{AT\%} \end{cases} \quad (8)$$

**B4. Combinación de las Restricciones de Tensión y Térmicas:** debido a que en un alimentador puede tener secciones restringidas por problemas de corriente o tensión, se propone combinar (7) y (8). Entonces, el incremento o reducción del  $MPPT$  se utilizará para tratar de mantener las tensiones y corrientes por debajo de sus respectivos límites. La lógica se muestra en (9).

Para establecer  $I_{AT\%}$  en (9), es necesario determinar previamente el HC del alimentador para conocer el valor de la

corriente con la que se infringen las restricciones de tensión o térmicas. Si no hay una sobrecorriente reportada en los estudios de HC, se puede establecer el límite de corriente de acuerdo al límite térmico nominal del alimentador ( $LT\%$ ).

$$MPPT = \begin{cases} MPPT - Red_{MPPT\%}, & \begin{cases} V_{max} \geq (V_{lim1} - V_{bt}) \\ \text{ó } V_{min} \leq (V_{lim2} + V_{bt}) \\ \text{ó } I_{Amax\%} \geq I_{AT\%} \end{cases} \\ MPPT + Inc_{MPPT\%}, & \begin{cases} V_{min} > (V_{lim2} + V_{bt}) \\ \text{y } V_{max} < (V_{lim1} - V_{bt}) \\ \text{y } I_{Amax\%} < I_{AT\%} \end{cases} \end{cases} \quad (9)$$

La salida esperada del control en la Fig. 6 muestra los perfiles de tensión y corriente, con control (líneas azules) y sin control (líneas rojas) de GD. Se observa que es posible controlar la magnitud de tensión o corriente con la estrategia propuesta, cuando se exceden  $V_{bt}$  e  $I_{AT\%}$ ; entonces, es posible que los perfiles se mantengan por arriba o por abajo de las referencias del control.

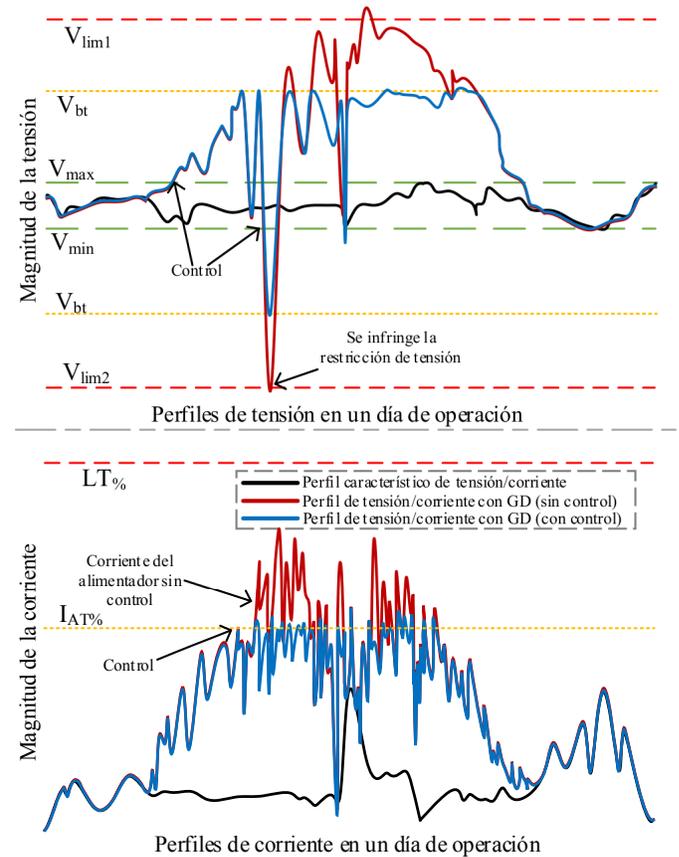


Fig. 6. Perfiles de tensión y corriente, con y sin control.

En la Fig. 7 se muestra el procedimiento empleado para aplicar la lógica de control, tal como, el ejemplo de la Fig. 6. Este procedimiento funcionará cuando se reporten problemas de tensión y/o corriente de acuerdo a (9). La salida de control se reflejará en el siguiente paso de tiempo ( $t+1$ ). El cálculo de HC se ejecuta al mismo tiempo que el control. Al finalizar, se reporta el HC estimado. Si no se infringe ninguna restricción, se reportan las tensiones máximas, mínimas, corriente máxima y energía total exportada del alimentador. El número total de

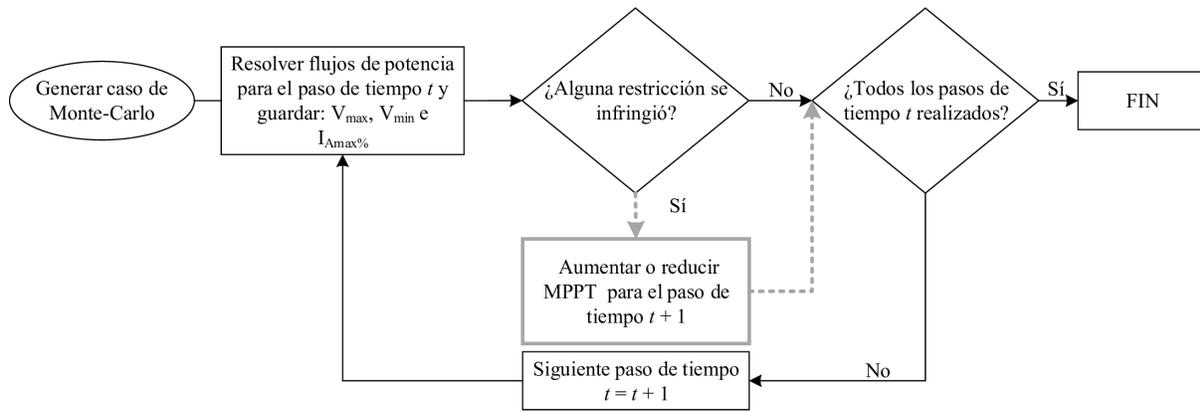


Fig. 7. Control activo de GD.

simulaciones en pasos de tiempo totales dependerá del total de puntos en los perfiles irradiancia y de demanda.

#### IV. ALIMENTADOR ANALIZADO

Los estudios se realizaron en un alimentador de distribución trifásico desbalanceado mexicano de 13.8 kV. La Fig. 8 muestra la configuración del alimentador. La red está compuesta por un total de 265 clientes, de los cuales 5 están clasificados como de alto consumo. La subestación eléctrica (punto naranja) tiene una capacidad total de 10.5 MVA y el alimentador esta conformado por 200 tramos de líneas trifásicas con diversas configuraciones (véase el Apéndice A). La carga total es 23.57% de la capacidad de la SE. Se considera que la capacidad fotovoltaica del 100% de usuarios es de aproximadamente del 80% de la capacidad de la SE. Las tensiones máximas y mínimas del alimentador sin GD, es  $V_{max} \approx 1.02$  p.u. y  $V_{min} \approx 0.99$  p.u. De manera similar a la Tabla I, la Tabla II, muestra las estadísticas de los sistemas fotovoltaicos utilizadas en este alimentador.

TABLA II  
CAPACIDADES DE SF INSTALADAS CON SUS RESPECTIVAS PROPORCIONES

Capacidad en kW	1	5	10	30	50	100	250	500
Proporción en %	32	14	13	7	5	8	10	11

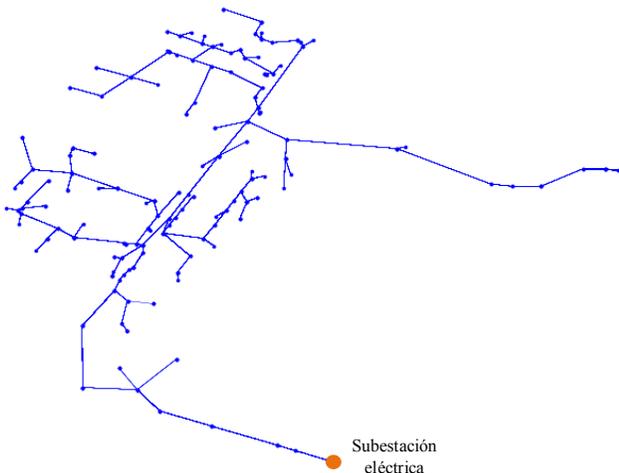


Fig. 8. Alimentador en media tensión.

Se considera una zona geográfica de 9 km<sup>2</sup>, por lo tanto, se utilizó el mismo perfil de irradiancia para todos los usuarios y

el perfil de carga en cada cliente fue diferente. Sin embargo, en zonas geográficas más dispersas, es posible utilizar un perfil de irradiancia diferente en cada sistema fotovoltaico al igual que se utiliza un perfil de demanda diferente en cada usuario. Los perfiles utilizados, fueron desarrollados por *Electricity North West* y *The University of Manchester* [28]. En la Fig. 9 se muestra el perfil normalizado de irradiancia de los SF. La Fig. 10 muestra un perfil de carga típico normalizado. Cada uno está conformado por un total de 288 puntos. En la normalización de los perfiles, considera el factor de capacidad de la planta para SF y el factor de coincidencia para las cargas.

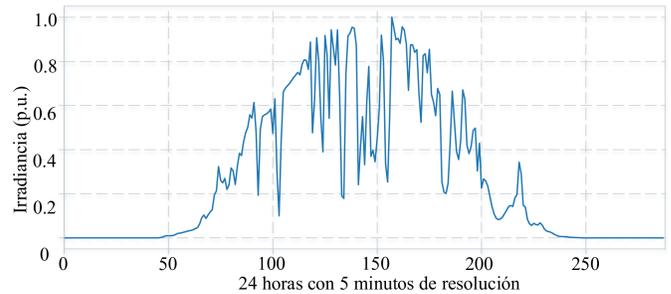


Fig. 9. Perfil de irradiancia.

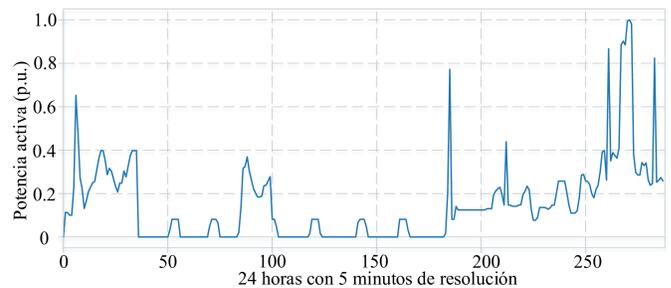


Fig. 10. Ejemplo de perfil de carga.

#### A. Selección de la Estandarización

Para realizar los estudios de HC, así como emplear la estrategia de control, como ejemplo, se seleccionaron estándares mexicanos. En este trabajo, se utilizó [29] para establecer la GD máxima total instalada, [30] y [31] para establecer el rango magnitudes aceptables de tensión, así como las perturbaciones permisibles de tensión por usuario (*PVP*).

La Tabla III muestra los valores de referencia adoptados para realizar los estudios de HC. Se considera un máximo de 2% de desequilibrio en la tensión [31]. La estandarización se

actualiza constantemente desde 2013; por tanto, los valores de referencia pueden ser diferentes en estudios futuros.

TABLA III  
VALORES DE REFERENCIA UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO DE HC

Ref.	Tensión Aceptable (p.u.)	Resolución de Datos	Cumplimiento de Mediciones por Cliente
[30], [31]	1.05 0.93	10 minutos	95%
GD total instalada (kW) para Alimentadores y Subestación Eléctrica [29] $\leq 80\%$ de su capacidad			

Se considera que la sobrecarga de la subestación eléctrica y de los alimentadores se da cuando la GD total instalada es mayor o igual que el 80% de su capacidad nominal. Entonces, el límite térmico del alimentador y la SE es del 80%. Dado que los requerimientos [30] y [31] de la Tabla III requieren 10 minutos de resolución para ser evaluados, la resolución de los datos es ajustada de 5 a 10 minutos calculando los valores promedio de la tensión y corriente del alimentador, cada dos simulaciones.

### B. Ajustar Parámetros de Control de Acuerdo al Estudio de HC

En [32], se menciona que la oscilación de la tensión en los resultados de las simulaciones será baja sí el número de escenarios realizados con simulaciones MC es superior a 1000 escenarios. Sin embargo, esto puede tomar muchas horas de computo, especialmente para grandes redes de distribución.

Para este circuito se realizaron 1033 simulaciones. Los resultados no mostraron variaciones importantes en las tensiones a partir de 400 simulaciones. Los estudios previos de HC reportaron dos valores de  $GD_p\%$ , uno para restricciones de tensión ( $V_{GD_p}$ ) y otro para sobrecarga del alimentador. Estos se presentan en la Tabla IV con sus respectivas tensiones máximas ( $V_{max}$ ), mínimas ( $V_{min}$ ), corriente máxima del alimentador en % de su valor nominal ( $I_{A_{max}\%}$ ), penetración de GD ( $GD_p\%$ ) y uso de la GD en términos de la SE ( $GD_{Total}/Capacidad\ SE\ \%$ ), respectivamente. Se muestra que el valor mínimo de  $GD_p\%$  es 57% en  $V_{GD_p}$ , por lo tanto, se obtiene un HC = 57%.

TABLA IV  
ESTUDIOS PREVIOS DE HC

Variable	$V_{GD_p}$	Sobrecarga
$V_{max}$ (p.u.)	1.031	1.06
$V_{min}$ (p.u.)	0.85	0.90
$I_{A_{max}\%}$ (%)	71.08	59.88
$GD_p\%$ (%)	57	73
$GD_{Total}/Capacidad\ SE\ \%$ (%)	46.13	60.24

Para que el control pueda aumentar el HC de 57%, es necesario ajustar  $V_{bt}$  e  $I_{AT\%}$  a valores que permitan anticiparse a los cambios bruscos de tensión y corriente ocasionados por la propia naturaleza de la generación. En este caso, se decidió que el  $V_{bt}$  fuera de 0.03 p.u. La corriente  $I_{AT\%}$  se determina de acuerdo a la  $I_{A_{max}\%}$  menor de la Tabla IV; en este caso,  $I_{A_{max}\%}$  es igual a 60! %.

### C. Niveles de Reducción del MPPT

En [33] se evalúa el recorte de generación adaptativo con diferentes valores de reducción  $Red_{MPPT\%}$ , que fueron de 2%, 5% y 10%. En este caso, se decidió utilizar los mismos tres valores de reducción, mientras que el incremento de generación  $Inc_{MPPT\%}$  se consideró de 1%. En [34], se menciona que la limitación de generación fotovoltaica hasta el 80% de su máxima capacidad de generación, ocasiona 0.5% de pérdida de energía exportada anual y será de 2% cuando la limitación sea de 70%. Sin embargo, en los estudios de HC realizados, se observó que la limitación de 70% no presentó cambios importantes con respecto al límite de 80%. Por lo tanto, la disminución de generación en los convertidores fotovoltaicos limitada por un MPPT mínimo ( $MPPT_{\%min}$ ), serán de 60% y 80%.

## V. RESULTADOS

En esta sección, se reportan las tensiones máximas, mínimas, corriente máxima de alimentador y la energía total exportada, empleando la estrategia de control descrita en B4. El desbalance de tensión reportado en todos los casos no fue superior al 2%.

### A. Regulación de Tensión

A1. *Tensiones Máximas:* en la Fig. 11 se muestran los  $V_{max}$  sin control (marcador rojo) y los  $V_{max}$  con control. Los  $V_{max}$  sin control en la Fig. 11a y Fig. 11b, son las tensiones máximas obtenidas de los estudios de HC previos (Tabla IV), HC = 57%. La regulación de tensión en la Fig. 11a muestra las reducciones de 5% y 10%, dónde se lograron tensiones aceptables dentro del rango de operación y un HC del 80%, mientras que con la reducción de 2%, se presentaron tensiones superiores a 1.05 p.u. pero con un HC de 89%. En la Fig. 11b, la regulación de tensión se mantuvo dentro del rango de operación hasta que la penetración de GD fue mayor al 95%.

A2. *Tensiones Mínimas:* en la Fig. 12 las tensiones mínimas corresponden a las simulaciones mostradas en la Fig. 11. Se observa que sin una estrategia de control, la regulación de tensión menor es de 0.85 p.u. Los resultados indican que el reducir la generación puede mejorar la regulación de tensión. En la Fig. 12b se observa que la regulación de tensión es superior a la mostrada en la Fig. 12a.

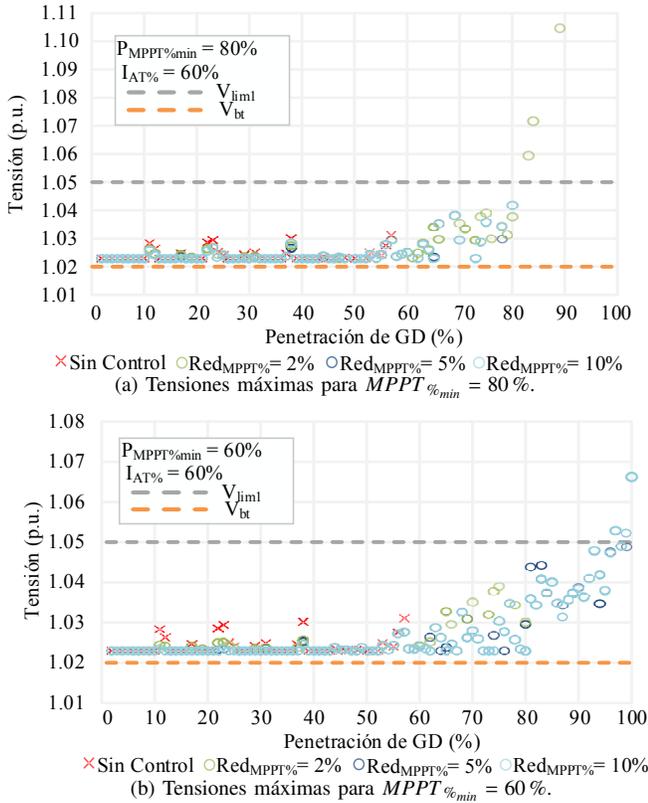


Fig. 11. Tensiones máximas obtenidas en los casos de estudio propuestos.

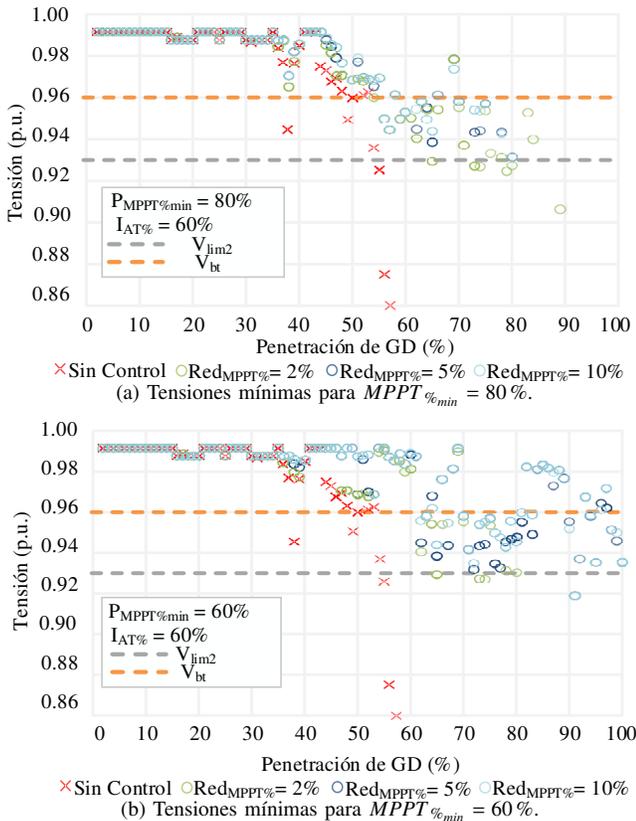


Fig. 12. Tensiones mínimas obtenidas en los casos de estudio propuestos.

Los resultados indican que es posible incrementar el HC y mejorar la regulación de tensión con todos los  $Red_{MPPT}\%$  utilizados. Se obtienen mejores resultados cuando  $MPPT\%_{min}$

es menor, debido a que se cuenta con una mayor capacidad de recorte de generación. Esto permite mantener la regulación de tensión a medida que se integran más clientes con SF. Sin embargo, esto implica limitar la capacidad de generación de los SF previamente instalados, lo cual puede no ser beneficioso principalmente para los clientes con SF de grandes capacidades.

### B. Corriente Máxima del Alimentador

Las corrientes máximas mostradas en la Fig. 13, indican que la reducción de generación fotovoltaica permite considerar más clientes con SF, y reduce la corriente del alimentador con todos los valores de  $Red_{MPPT}\%$  propuestos. En la Fig. 13a se observa que las corrientes máximas para todos los valores de  $Red_{MPPT}\%$  son similares. La Fig. 13b muestra que las corrientes máximas son menores respecto a las mostradas en la Fig. 13a.

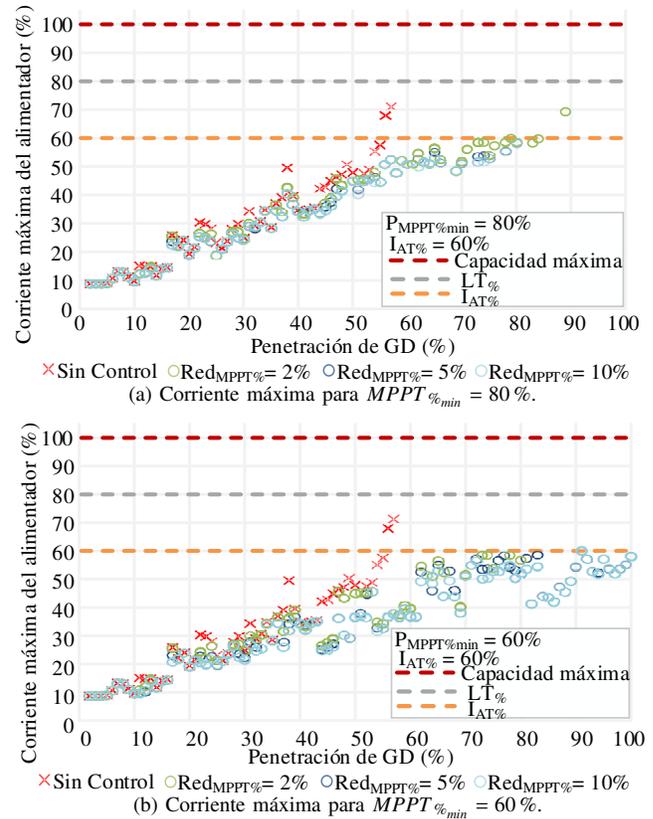


Fig. 13. Corrientes máximas de los casos de estudio propuestos.

Los resultados sugieren que el aumento de HC depende de cuánta generación total en la red se puede reducir en los SF ya instalados. Esto se aprecia para un  $MPPT\%_{min}$  de 60%, donde una mayor reducción de la generación permite más integración de clientes con GD respecto a un  $MPPT\%_{min}$  de 80%. Aunque la potencia de los SF sea limitada en todos los usuarios, esto permite la interconexión de SF en el resto de los clientes del alimentador.

### C. Energía Total Exportada

La Fig. 14 muestra la energía total exportada ( $Exp_{energía}$ ) en un día. Sin control, lo máximo que se exporta es aproximadamente 26 MWh, mientras que con la estrategia de control propuesta, se puede exportar hasta aproximadamente 34 MWh.

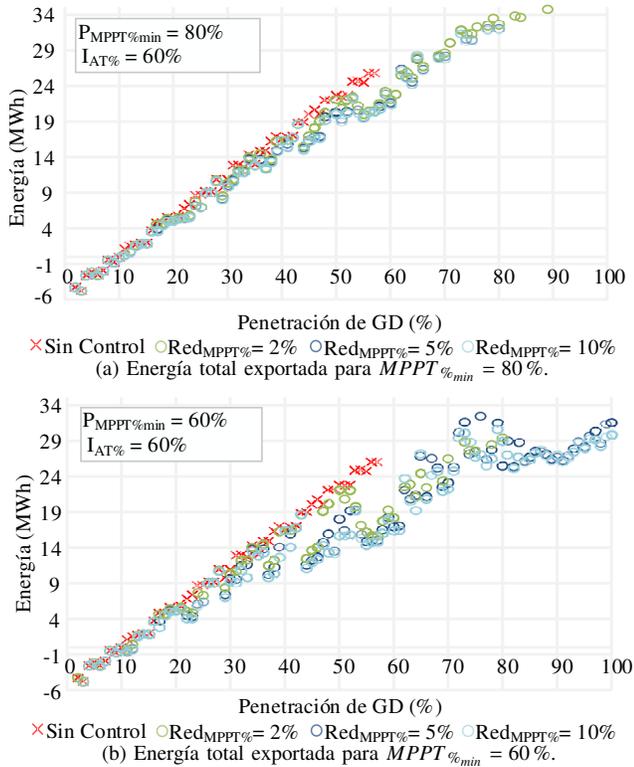


Fig. 14. Energía total exportada en los casos de estudio propuestos.

En la Fig. 14a se muestra que los 34 MWh exportados se logran con  $Red_{MPPT\%}$  del 2% y, con  $Red_{MPPT\%}$  del 5% y  $Red_{MPPT\%}$  del 10% hasta aproximadamente 32 MWh. La energía exportada mostrada en la Fig. 14b es menor respecto a la Fig. 14a aún cuando el aumento de HC fue mayor. Los resultados indican que cuantos más usuarios con SF se conecten, más energía puede ser exportada. Sin embargo, la  $Exp_{energía}$  se ve limitada por el valor de  $MPPT_{\%min}$ , lo que resulta en un valor máximo de energía exportada debido a la cantidad de usuarios con SF.

#### D. Análisis de Resultados

La metodología aquí presentada basada en simulaciones de Monte-Carlo, estadísticas para proponer diversas capacidades de SF y el control de generación sobre los convertidores de potencia en la GD, muestra un desempeño prometedor. Los resultados indican que se puede mejorar y/o mantener el rendimiento del alimentador ante el aumento de penetración de SF. La Tabla V presenta la distribución en porcentaje de todos los resultados de las Fig. 11 a 14, con sus respectivos HC, y energía total exportada. Se muestra que para el  $MPPT_{\%min}$  del 80% con  $Red_{MPPT\%}$  del 2%, se obtuvo un 98.47% de tensiones máximas por debajo de la tensión límite  $V_{lim1}$ , mientras que el otro 1.53% de las tensiones registradas fueron mayores al límite de tensión. El 95.77% de las tensiones mínimas fueron aceptables, mientras que sólo el 4.23% infringieron el límite inferior de tensión  $V_{lim2}$ . No se registraron corrientes mayores al límite térmico  $LT_{\%}$  establecido. Las reducciones de generación de 5% y 10% no presentaron problemas de tensión y sobrecorriente. La distribución de los resultados en  $MPPT_{\%min}$  del 80% y 60% indica que es posible incrementar el HC, mejorar la regulación de tensión, reducir la corriente del

alimentador y aumentar la energía exportada. Los resultados del control propuesto dependen en gran medida del valor de  $MPPT_{\%min}$ . Cuando  $MPPT_{\%min}$  es del 60% se logró un mayor aumento del HC, y menor carga del alimentador. Por otro lado, la energía exportada fue menor que cuando  $MPPT_{\%min}$  es del 80%.

TABLA V  
DISTRIBUCIÓN DE LOS RESULTADOS LOGRADOS CON SU RESPECTIVO HC

Variable	$MPPT_{\%min} = 80\%$			$MPPT_{\%min} = 60\%$		
	$Red_{MPPT\%} = 2\%$	$Red_{MPPT\%} = 5\%$	$Red_{MPPT\%} = 10\%$	$Red_{MPPT\%} = 2\%$	$Red_{MPPT\%} = 5\%$	$Red_{MPPT\%} = 10\%$
$V_{max} > V_{lim1}$	1.53	0	0	0	7.65	7.90
$V_{max} < V_{lim1}$	98.47	100	100	100	92.35	92.10
$V_{min} < V_{lim2}$	4.23	0	0	2.50	1.98	1.98
$V_{min} > V_{lim2}$	95.77	100	100	97.50	98.02	98.02
$I_{Amax\%} < LT_{\%}$	100	100	100	100	100	100
$I_{Amax\%} > LT_{\%}$	0	0	0	0	0	0
$Exp_{energía}$ (MWh)	34.79	32.10	31.94	29.37	31.50	29.70
HC (%)	89	80	80	80	100	100

## VI. CONCLUSIONES

La metodología presentada abordó el empleo de un control de reducción o recorte de potencia activa de SF en función de las restricciones térmicas y de tensión, el cuál mostró una buena respuesta ante el aumento de la penetración de GD. Las simulaciones de Monte-Carlo permiten tomar decisiones más efectivas debido a que representan situaciones más realistas. Para esta estrategia de control, los estudios previos de HC son necesarios para conocer el perfil de operación del alimentador, y así poder definir los parámetros de control adecuadamente. Los resultados muestran que es posible aumentar el HC manteniendo la corriente del alimentador por debajo de los límites térmicos y con una regulación de tensión aceptable. La energía exportada depende del valor de recorte  $Red_{MPPT\%}$  en los SF, pero principalmente del  $MPPT_{\%min}$  establecido. Se puede exportar más energía sí se limita el aumento del HC. El costo de refuerzo del alimentador puede evitarse o posponerse cuando la generación se limita en los usuarios. El aumento del HC es mayor cuanto más se restrinja la generación de los SF, sin embargo, esto puede no ser conveniente para los clientes con SF de grandes capacidades. Se presentó una metodología de la estimación del HC que incluye una distribución estadística novedosa de las diversas capacidades de los SF, además las simulaciones aplicando técnicas de Monte-Carlo permiten obtener resultados más reales porque se evalúan y analizan múltiples escenarios aleatorios, facilitando al ORD tomar decisiones más efectivas para la operación de la red de distribución.

## APÉNDICE

### A. Configuraciones del Alimentador

Los 200 tramos de línea del alimentador en la Fig. 8, están conformados por las 11 configuraciones mostradas en la Tabla VI.

La disposición de los conductores en ft, es la misma para las 11 configuraciones y se muestra en la Fig. 15.

TABLA VI  
CONFIGURACIONES EMPLEADAS A LO LARGO DEL ALIMENTADOR.

Configuración	Fase		Neutro		Total	
	Material	Calibre	Material	Calibre	Tramos	km
1	CU	3/0	CU	2	1	0.159
2	CU	2/0	ACSR	1/0	2	0.173
3	AL	3/0	CU	2	3	0.377
4	AL	2/0	ACSR	1/0	1	0.065
5	AL	1/0	CU	1/0	4	0.17
6	AL	1/0	ACSR	1/0	3	0.139
7	ACSR	4/0	ACSR	1/0	1	0.024
8	ACSR	3/0	ACSR	1/0	116	6.975
9	ACSR	266	AL	1/0	1	0.115
10	ACSR	266	ACSR	1/0	32	2.797
11	ACSR	1/0	ACSR	1/0	36	1.796
Total					200	12.79

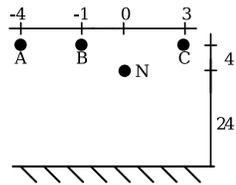


Fig. 15. Línea de distribución aérea, un conductor por fase y neutro corrido.

#### REFERENCIAS

- [1] N. C. Koutsoukis, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatzigryriou, "Multistage coordinated planning of active distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 32–44, 2018.
- [2] M. E. Baran, H. Hooshyar, Z. Shen, and A. Huang, "Accommodating high PV penetration on distribution feeders," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 1039–1046, 2012.
- [3] A. Navarro-Espinosa and L. F. Ochoa, "Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 3, pp. 2192–2203, 2016.
- [4] S. Bhattacharya, T. Saha, and M. J. Hossain, "Fault current contribution from photovoltaic systems in residential power networks," *2013 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2013*, no. October, pp. 1–6, 2013.
- [5] C. Long and L. F. Ochoa, "Voltage control of PV-rich LV networks: OLTC-fitted transformer and capacitor banks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 4016–4025, 2016.
- [6] S. M. Ismael, S. H. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019.
- [7] C. Acosta-Campas, M. Madrigal, and H. Ruiz-Paredes, "Impact study of pv penetration on mexican mv distribution network," in *2020 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, vol. 4, pp. 1–6, 2020.
- [8] A. Tweedie and E. Doris, "Comparing Germany's and California's Interconnection Processes for PV Systems," tech. rep., National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2011.
- [9] CRE, "Estadísticas sobre las solicitudes de interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida," 2020. Contratos de Interconexión en Pequeña y Mediana Escala y Generación Distribuida, firmados al 31 de diciembre 2019.
- [10] A. Suchite-Remolino, H. F. Ruiz-Paredes, and V. Torres-García, "A new approach for pv nodes using an efficient backward/forward sweep power flow technique," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 06, pp. 992–999, 2020.
- [11] N. Mahmud and A. Zahedi, "Review of control strategies for voltage regulation of the smart distribution network with high penetration of renewable distributed generation," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 582–595, 2016.
- [12] M. Bollen, Y. Yang, and F. Hassan, "Integration of distributed generation in the power system—a power quality approach," in *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 1–8, IEEE, 2008.
- [13] M. H. Bollen and F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*, vol. 80. John Wiley & sons, 2011.
- [14] T. Stetz, W. Yan, and M. Braun, "Voltage control in distribution systems with high level pv-penetration," in *25th European PV Solar Energy Conference*, pp. 5000–5006, 2010.
- [15] B. Bletterie, S. Kadam, and H. Renner, "On the classification of low voltage feeders for network planning and hosting capacity studies," *Energies*, vol. 11, no. 3, p. 651, 2018.
- [16] E. Mulenga, M. H. Bollen, and N. Etherden, "A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105445, 2020.
- [17] A. N. Haque, P. H. Nguyen, T. H. Vo, and F. W. Bliet, "Agent-based unified approach for thermal and voltage constraint management in lv distribution network," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 462–473, 2017.
- [18] D. Zhu, A. K. Jain, R. Broadwater, and F. Bruna, "Feeder voltage profile design for energy conservation and pv hosting capacity enhancement," *Electric Power Systems Research*, vol. 164, pp. 263–271, 2018.
- [19] M. M. Othman, M. H. Ahmed, and M. M. Salama, "A coordinated real-time voltage control approach for increasing the penetration of distributed generation," *IEEE Systems Journal*, vol. 14, no. 1, pp. 699–707, 2019.
- [20] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, A. Luna, P. Rodríguez, and R. Teodorescu, "Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 56, no. 10, pp. 4088–4096, 2009.
- [21] B. Enayati, "Revised IEEE 1547 standard for interconnecting distributed energy resources with electric power systems-national grid solar program," *IEEE PES ISGT Europe*, 2018.
- [22] T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczky, D. Geibel, S. Schmidt, and M. Braun, "Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 2125–2132, 2014.
- [23] H. Liang, B. J. Choi, W. Zhuang, and X. Shen, "Stability enhancement of decentralized inverter control through wireless communications in microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 1, pp. 321–331, 2013.
- [24] H. Farhangi, "The path of the smart grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
- [25] H. Liang, B. J. Choi, A. Abdrabou, W. Zhuang, and X. S. Shen, "Decentralized economic dispatch in microgrids via heterogeneous wireless networks," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 30, no. 6, pp. 1061–1074, 2012.
- [26] Python, "https://www.python.org/downloads/release/python-373/r/," 27 de Marzo de 2019.
- [27] OpenDSS, "https://sourceforge.net/projects/electricdss/," 19 de Marzo de 2019.
- [28] Low voltage network models and low carbon technology profiles, "https://www.enwl.co.uk/lvns/," 31 de Mayo de 2015.
- [29] S. de Energía (SENER), *Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad Menor que 0.5 MW*, 2016. México.
- [30] C. R. de Energía (CRE), *Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida*. Diario Oficial de la Federación (DOF), 2018. México.
- [31] Comisión Federal de Electricidad (CFE), "Calidad de la energía: características y límites de las perturbaciones de los parámetros de la energía eléctrica," 2012. México.
- [32] A. Ballanti, F. Pilo, A. Navarro-Espinosa, and L. F. Ochoa, "Assessing the benefits of pv var absorption on the hosting capacity of lv feeders," in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, pp. 1–5, IEEE, 2013.
- [33] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, "Distribution network capacity assessment: Variable dg and active networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, 2009.
- [34] M. Steuer, U. Fahl, A. Voß, and P. Deane, "Curtailement: An option for cost-efficient integration of variable renewable generation?," in *Europe's Energy Transition*, pp. 97–104, Elsevier, 2017.



**C.N. Acosta-Campas** received her eng. degree in electromechanical engineering in 2015 from Instituto Tecnológico de Sonora, Mexico. She received her M.Sc. degree in electrical engineering in 2018 from Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico. She is currently pursuing her Ph.D. from Instituto Tecnológico de Morelia. Her research includes the analysis of the integration of distributed generation to electrical distribution networks.



**M. Madrigal** received his eng. degree in electrical engineer in 1993 from Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico. His M.sC. degree in 1996 from Universidad Autonoma de Nuevo Leon and Ph.D. in 2001 from the University of Glasgow, Scotland. He is currently professor-researcher at the Instituto Tecnológico de Morelia, is a IEEE Senior Member. His interest areas are the harmonic propagation and renewable energy sources integration to electrical networks.



**H.F. Ruiz-Paredes** received his eng. degree in electrical engineer from Instituto Tecnológico de Morelia, Mexico. His M.Sc. degree in 1977 from Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey and his Ph.D. in 1992 from the University of Manchester Institute of Science and Technology U.K. He is a professor-researcher at the Instituto Tecnológico de Morelia, is a IEEE Senior Member. His interest areas are the control and automation of electrical distribution systems.