

Estudio de un sistema de distribución con alta penetración de generación de energía solar

Por:

Edgardo Vinson edgardovinson@yahoo.com.ar

Alejandro Jurado ajurado@fi.uba.ar

Pablo Gigli gigli@pab@gmail.com

Grupo Energía y Ambiente (GEA); Departamento de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería-UBA

Presentado en CIDEL Argentina 2014

Palabras clave:

Generación distribuida, generación solar, límite de penetración, control de tensión

Resumen

En general los sistemas de distribución eléctrica son diseñados asumiendo una generación centralizada. Como consecuencia de esto, el flujo de potencia está dirigido siempre desde las subestaciones transformadoras hacia los consumos.

Cuando se incorpora generación distribuida, conforme aumenta su nivel de penetración, estos flujos de potencia pueden invertirse, causando diversos problemas operativos tales como sobretensiones, incremento de niveles de cortocircuito, actuación indebida de protecciones de sobrecorriente, etc.

La generación solar fotovoltaica, por su adaptabilidad y por la creciente competitividad de su costo de instalación, es una fuente renovable con amplia perspectiva de aplicación a la generación distribuida en redes de distribución de BT residenciales, pudiéndose prever que alcancen un elevado nivel de penetración.

Entre los problemas que puede traer la alta penetración de generación solar en la red de distribución, el más directo es el de regulación de la tensión en las redes de MT y BT, íntimamente ligado con la reversibilidad del flujo de potencia, afectado además por las distintas características de los perfiles de la potencia generada y de la demanda residencial.

En el trabajo propuesto se estudia, con ayuda de modelos computacionales, el impacto de la generación distribuida fotovoltaica en la regulación de tensión en una red de distribución de baja tensión, sometida a distintos niveles de penetración, con distintas estrategias de regulación de tensión.

1 | Introducción

La necesidad de reducir el consumo de recursos no renovables, y particularmente de combustibles fósiles, ha impulsado el desarrollo de diversas tecnologías para un mayor aprovechamiento de recursos renovables, tales como los eólico, solar e hidráulico.

Al respecto, por la propia naturaleza fundamentalmente de los recursos solar y eólico, y las tecnologías disponibles, las unidades de generación son de potencia pequeña o mediana, en relación a las grandes potencias de las plantas generadoras tradicionales. Por este hecho, junto con la natural dispersión de estos recursos, se ha consolidado la tendencia de instalar unidades aportando energía directamente a la red de distribución de media o de baja tensión, dado que los módulos resultan del rango considerado para generación distribuida (GD) [1][2]. En particular, por los módulos típicos, es habitual que la generación solar aporte a la red de BT y la eólica, a la red de MT.

La incorporación de la GD tiene influencia en diversos aspectos tanto a nivel técnico como económico. Los impactos económicos y técnicos principales, según la naturaleza de la fuente, son:

Técnico-económicos: Variación de costos directos de generación y explotación de redes, diferencia de inversión en GD respecto de la convencional, reducción de la inversión en la red de distribución (descarga de instalaciones), aumento de inversión en sistemas de control, comunicaciones y sistemas protectores.

Técnicos: Variación de pérdidas técnicas, variación de los perfiles de tensión y fluctuaciones, variación de la potencia de cortocircuito, polución armónica introducida por eventuales inversores, influencia en la disponibilidad y confiabilidad de suministro.

Respecto de los aspectos económicos, en [3] se presenta una metodología completa para efectuar una evaluación integral y establecer estrategias de incorporación de GD, que se aplicara junto con otros criterios en [4] para determinar el impacto económico por kW incorporado, cuando la fuente permite el aporte voluntario a la punta.

Los impactos técnicos determinan la potencia de GD que puede conectarse a un sistema, dado que debe mantenerse la tensión dentro de los límites exigidos, como también verificar la capacidad de soportar las corrientes de cortocircuito de las instalaciones agua abajo del punto de conexión común. En particular la influencia sobre las variaciones de tensión y

las pérdidas puede ser positiva o negativa [5] [6] [7] dependiendo del grado de penetración de la GD, la ubicación y dispersión, la modalidad de operación y el perfil de demanda de la red.

Respecto de la penetración, a medida que aumenta, los desvíos en la tensión y en las pérdidas disminuyen hasta alcanzar un mínimo, y luego crecen, pudiendo sobrepasar las que se producen sin GD, lo que se analiza para distintas tecnologías en [5].

En particular, los paneles fotovoltaicos se adaptan naturalmente a las instalaciones residenciales de BT, presentando una alta dispersión, pero con un nivel de penetración que, de masificarse su uso a largo plazo, puede resultar relevante. Esto último, sumado a que el aporte de potencia máximo no coincide generalmente con la demanda máxima, puede resultar en una inversión del flujo de potencia en parte del día y consecuentemente en un aumento de la amplitud de variación de tensión y de las pérdidas técnicas, a menos que se dispusiera de acumulación.

En los puntos siguientes se plantea el problema conceptualmente, se describen recursos para el control de la tensión, y se efectúa el modelado de la red para distintos niveles de penetración y recursos empleados.

2 | La problemática del control de la tensión con generación solar

2.1. Perfiles de demanda residencial y de generación solar

Las áreas en que resulta natural la instalación de GD solar son las urbanizaciones de media a baja densidad, generalmente constituidas por viviendas unifamiliares. Por lo tanto el perfil de demanda diaria presenta valores diferenciados según los tres tramos horarios característicos de punta, resto y valle. En la figura (1) se observa un perfil relevado de un centro de transformación MT/BT (CT) con demanda residencial.

La potencia de paneles solares que podría instalar un usuario oscila entre 1 y 5 kWp, considerando que ocupan una porción del área de techo de los inmuebles, donde generalmente se disponen. En [8] han considerado hasta 3,8 kWp, correspondientes a la superficie de techo de viviendas del Plan Federal. Considerando un número de horas solares pico (HSP) de 2.500, la generación de energía solar anual resulta

de entre 2.500 y 12.500 kWh, pudiendo superar el consumo anual del cliente que los instala. Por ejemplo, un consumo típico de un usuario residencial del GBA es 5.000 kWh.

El perfil típico diario de generación solar asume la forma de la densidad de radiación solar captada, presentando su valor máximo en las primeras horas de la tarde, desplazado de la demanda residencial máxima. En la figura (1) se observa la curva unitaria de generación junto con la de demanda, poniendo en evidencia que, según el nivel de penetración de la generación solar, el flujo de potencia puede invertirse.

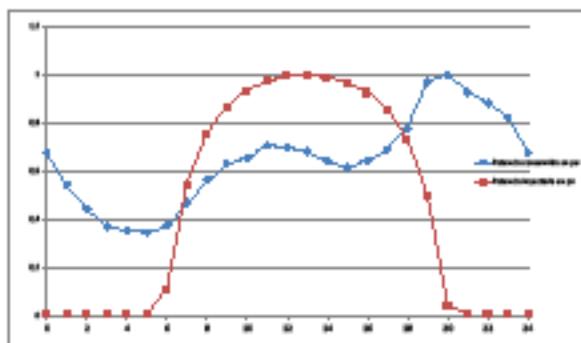


Figura 1: Perfiles unitarios de generación solar y demanda residencial

Por ejemplo, asumiendo una demanda máxima simultánea por usuario a nivel de transformación MT/BT de 1,3 kW con un tiempo de utilización anual de 4.000 hs, para compensar el consumo anual, cada usuario necesitaría instalar una potencia de PFV de 2,1 kWp, con lo que superaría ampliamente la demanda en horas de resto.

Un factor adicional que no se refleja en la curva de demanda exhibida (válida para una cantidad de del orden de 60 o más), es que la demanda de cada usuario es aleatoria, pudiendo ser desde 0 hasta 3,5 veces la máxima simultánea del grupo por cliente. En este estudio no se considerará esta condición, prevista evaluar en análisis futuros.

2.2. Límites de tensión exigidos y su influencia en la penetración límite

Las variaciones de tensión son uno de los atributos de calidad técnica de suministro eléctrico considerados

en las regulaciones de cada país, estableciéndose valores de referencia. En el área del GBA, en la que rigen las regulaciones aplicadas a las concesiones nacionales, las variaciones de tensión máximas permitidas son: $\pm 5\%$ para red subterránea, y $\pm 8\%$ para red aérea.

2.3. Influencia en la tensión. Análisis conceptual

La tensión observada por los usuarios conectados a la red de BT resulta de las distintas caídas de tensión observadas en las distintas etapas de distribución, de las histéresis de regulación, y de las posiciones de tomas de conmutación sin tensión de los transformadores MT/BT.

En general, cuando se planifican las redes de distribución, se consideran límites de caídas de tensión para redes MT y BT que permitan cumplir con los desvíos establecidos por las regulaciones [9] en las distintas etapas, considerando solamente recursos de control de tensión tradicionales (regulación de tensión en barras MT de la ET AT/MT).

$$\Delta U = \pm \delta_{REG,SE} + \Delta U_{MT} - \Delta U_{REL,TR} + \Delta U_{CT} \pm \Delta U_{REG,CT} + \Delta U_{BT} \quad (1)$$

Donde:

$\delta_{REG,SE}$: la oscilación de tensión ocasionada debido a la histéresis de la regulación automática bajo carga de los transformadores de la ET.

ΔU_{MT} : caída de tensión en la red de MT.

$\Delta U_{REL,TR}$: diferencia entre tensión en vacío de los transformadores MT/BT y nominal del sistema (5%).

ΔU_{CT} : caída de tensión propia de los transformadores.

$\Delta U_{REG,CT}$: definida por la posición de la toma de la regulación del transformador MT/BT.

ΔU_{BT} : caída de tensión en la red de BT.

Cuando el sistema de distribución es pasivo y radial, los escenarios determinantes son la máxima tensión en horas de valle del cliente más próximo al centro de transformación MT/BT (CT) más próximo a la ET, y la mínima tensión para el cliente más alejado de la red BT del CT más distante de la ET, en horas de punta. El CT más desfavorable de cada caso puede resultar distinto según el cambio de posición de tomas. Pero como se vio anteriormente, cuando se incorpora GD con alto nivel de penetración, las caídas de tensión en

las distintas etapas a determinados horarios pueden invertirse.

Para efectuar un análisis conceptual se pueden evaluar las caídas en cada etapa mediante expresiones simplificadas como las indicadas a continuación (símbolos a las aplicadas en [10]):

$$\Delta U_{red\,distrib} = \frac{S_b}{V^2} \cdot L \cdot (r \cdot P_{p.u.} + x \cdot Q_{p.u.}) \cdot kd \quad (2)$$

$$\Delta U_{tra\,d} = Fc \cdot (p_{m-p.u.} \cdot P_{p.u.} + x_{m-p.u.} \cdot Q_{p.u.}) \quad (3)$$

Donde:

r y x son los parámetros de líneas por km.

$P_{p.u.}$ y $Q_{p.u.}$ son la potencia activa y reactiva que ingresa a la línea o al transformador, por unidad del valor máximo de potencia aparente de la etapa.

Kd es el factor que considera la caída de tensión por distribución de demanda a lo largo de la línea. Para líneas con carga distribuida uniforme resulta 0,5 y para demanda concentrada en el extremo opuesto 1.

$P_{cc-p.u.}$ y $x_{cc-p.u.}$ son la potencia y la reactancia de cortocircuito por unidad del transformador MT/BT.

Fc es el factor de carga máxima del transformador MT/BT (considerando que en muchas distribuidoras se considera un margen respecto de la demanda).

En general las líneas aéreas de MT presentan reactancia y resistencia del mismo orden, los cables subterráneos MT y BT y las líneas aéreas de BT presentan una resistencia dominante, y el transformador, reactancia dominante. Dado que en general las caídas en las líneas prevalecen respecto de la caída de tensión en el transformador MT/BT, y que en redes urbanas los circuitos de MT no presentan longitudes excesivas, para radios de distribución BT típicos la caída de tensión mayor se presenta en la etapa de BT, y la potencia activa tiene una influencia en ésta mayor que la reactiva. Esta situación es similar a la indicada en [10] al conectar GD en líneas débiles.

Aplicando las expresiones simplificadas anteriores para un sistema de red aérea MT y BT sin medios adicionales de regulación de tensión, con un nivel de penetración de GD tal que compense el consumo de energía de los usuarios, las tensiones por cada nodo

resultan adecuadas para los escenarios sin aporte (coincidentes con situaciones límite sin GD), pero no en hora de aporte máximo (ver tabla 1), quedando de manifiesto que o bien debe limitarse el nivel de penetración en el área de influencia de cada CT, o bien es necesario contar con estrategias de regulación de tensión adicionales.

	Valle	Resto	Punta
Barra MT	101%	101%	99%
CT próximo			
Caída primer tramo MT	0%	0%	0%
Primario CT próximo	101%	101%	99%
Posición toma	0%	0%	0%
Caída interna CT	0,9%	-0,1%	2,5%
Relación transf	5%	5%	5%
Secundario CT próximo	105%	106%	101%
Caída red BT	2%	-4%	4%
Extremo red BT CT próximo	103%	111%	97%
CT mas alejado			
Caída total MT	1,3%	-1,9%	3,7%
Primario CT mas alejado	99,7%	102,9%	95,3%
Posición toma	-2,5%	-2,5%	-2,5%
Caída interna CT	0,9%	-0,1%	2,5%
Relación transf	5%	5%	5%
Secundario CT mas alejado	106%	111%	100%
Caída red BT	2%	-6%	7%
Extremo red BT CT mas alejado	104%	117%	94%
Datos:			
Línea aérea de MT 3x95/15 Al A ² , longitud 8 km			
Línea BT preensamblada 3x95/50 Al, longitud 0,4 km			
Transformador MT/BT 315 kVA			

Tabla 1: Tensiones en puntos y escenarios críticos

2.4. Recursos empleados para el control de la tensión

2.4.1. Recursos de regulación de tensión en redes sin GD

Transformador AT/MT con regulación de tomas bajo carga automático

El sistema mantiene la tensión de barra MT en un valor determinado, a menos de una histéresis de regulación que debe ser suficientemente mayor a un paso de regulación, a efectos de evitar una frecuencia de operación excesiva. Generalmente se controla un valor de consigna constante del 100% en barras MT, luego el perfil de tensión a lo largo de la red cae de forma aproximadamente parabólica (con el mínimo en extremo opuesto) considerando distribución uniforme de carga.

Una mejora para reducir el impacto de la caída de MT en los usuarios es aumentar el valor de consigna según la carga de modo de mantener la tensión en el 100% en un punto intermedio de la red MT, o bien hacerlo de forma efectiva midiendo la tensión en éste y controlándola por telecomando. La variación de tensión observada en MT se reduce a la mitad, observándose elevación de tensión para los CT próximos a la ET.

Reguladores de tensión intermedios

En líneas MT extensas, permiten reducir la variación de tensión en MT fijando un valor de consigna del 100% en un punto intermedio de la red, conjuntamente con el control de tensión en barra de MT de la ET en 100% por parte del transformador AT/MT. De este modo se reduce la caída en MT observada aproximadamente a la mitad.

Los reguladores de tensión están confeccionados por autotransformadores con múltiples etapas de ajuste. En general la variación es de la tensión nominal con 32 pasos, es decir, un 0,625% por paso. Los pasos de ajuste pueden realizarse controlando la tensión al 100% de forma local, o por telecomando tomando una determinada barra de referencia.

Banco de capacitores en derivación

Al compensar el consumo de reactivo, se reduce la componente de caída de tensión provocada por la circulación de reactivo. Suelen ser de conexión fija, o conmutable (cuando se prevé riesgo de sobretensiones por sobrecompensación). No obstante, como en los sistemas de distribución urbana predomina la componente resistiva de la impedancia, la regulación de reactivo no es del todo eficaz para el control de la tensión. Por otra parte, para elevación de tensión por flujo de potencia inverso no resulta como el caso de estudio no sería de aplicación.

2.4.2. Recursos de regulación de tensión en redes con GD

Transformadores de centros de transformación con regulación automática bajo carga

Recientemente están apareciendo en el mercado transformadores de los CT de regulación automática bajo carga para mantener los niveles de tensión en las

redes de baja tensión [9][5]. Este punto encuentra su limitación en el alto mantenimiento y en el costo inicial de reemplazo de los transformadores. Otro factor a tener en cuenta es la estrategia de control utilizada, ya que los flujos bidireccionales pueden provocar confusión en la lógica de control de los cambiadores de tomas, como también en el RAT de ET.

Compensación de potencia reactiva

Este método se basa en la absorción de energía reactiva cuando la tensión crece debido a la inyección de potencia activa proveniente de la GD. Según el tipo de generador puede emplearse éste mismo (por ejemplo, GS o paneles con inversor apropiado), o dispositivos *facts* (compensador estático, STATCOM, SVC), de alto costo [11a]. También con PFV, según el tipo de inversor, puede absorberse reactivo [9].

No obstante como se mencionara, en la red de distribución urbana residencial el valor de tensión depende fundamentalmente de los flujos de potencia activa, siendo de esperar que en períodos de baja carga y alto aporte de generación solar se presenten casos de sobretensión, y que el margen de mejora por control de potencia reactiva sea limitado. Puede entonces que deba limitarse la inyección de potencia activa, con la consecuente pérdida de eficiencia económica de la generación.

Por otra parte, cuando la dispersión es elevada, las regulaciones deben efectuarse de forma coordinada para que el control sea estable, requiriendo dotar a la red de un nivel de inteligencia adecuado.

Para mantener la tensión se pueden en principio aplicar varias estrategias:

- ▶ GD coordinada con la demanda de carga local: Cuando no es posible la inyección de energía reactiva por los generadores, se controla directamente la tensión a través de la potencia activa generada, de modo que la generación siga la demanda [10a]. En el caso de PFV implicaría un desaprovechamiento importante de la energía captada.
- ▶ Control de Q: Generando una potencia activa dada, se absorbe el reactivo necesario para mantener la tensión en el nodo de generación. Pueden absorberse cantidades importantes de reactivo en el sistema, sobre todo en nuestro caso, compro-

metiendo el equipamiento de generación al límite de su capacidad. [10] [13], [14].

- ▶ Método $\cos \varphi$: Este método consiste en calcular la potencia reactiva de referencia del generador en función de la potencia activa generada por el mismo. Cuando la potencia activa generada es baja, el sistema de control hace trabajar al convertidor en la función de factor de potencia constante [11], pero cuando la potencia activa aumenta, el generador comienza a absorber energía reactiva pasando a trabajar en un rango de $\cos \varphi$ que va de 1 a 0,9 para mantener la tensión dentro de los límites aceptables, pero sin medirla. La principal desventaja es que no se tiene en cuenta la ubicación del generador [12a]. Una estrategia mejorada es el control distribuido de factor de potencia y tensión [10], en el que se cambian los factores de potencia límite inductivo y/o capacitivo según la tensión se encuentre en determinados rangos.
- ▶ Gestión de la generación: Similar al primer caso, en éste, cuando la tensión excede los límites permitidos, se limita la potencia activa entregada por la GD o desconecta directamente, siendo desventajoso para los propietarios de los generadores [12]. Un caso típico de esta situación aparece en los sistemas fotovoltaicos [15], siendo evitable cuando existe almacenamiento, o se aplique otra estrategia de control.

2.4.3. Recursos considerados para GD con PFV

De lo evaluado, si bien la contribución del control de reactivo podría ser positiva en el caso de GD con PFV eligiendo la estrategia adecuada (como en [10]), no es tan significativa y requiere dotar al sistema de una mayor intercomunicación e inteligencia. Por lo tanto, se considera más apropiado por su modalidad de operación autónoma el control mediante reguladores bajo carga en transformaciones AT/MT, CT MT/BT y eventualmente reguladores de tensión en la red.

4 | Estudio de comportamiento de un sistema de distribución con distintos niveles de penetración de GDS

4.1 Descripción de la red modelo de MT y BT empleadas en el análisis

A efectos de estudiar el impacto de la GD con PFV

en la tensión con una mejor aproximación a las redes reales que en el estudio simplificado antes expuesto, se desarrolló un modelo representativo de una red de distribución aérea de MT y de BT típica de un área de 2 MW/km² de densidad de demanda, figuras 2a y 2b al final del trabajo. Se adoptó una línea aérea de MT 3x95/15 Al/A^o, con 12 CT MT/BT de 500 kVA equiespaciados a 500 m. Para la red de BT se adoptó un trazado típico de una línea por calle siguiendo la urbanización en damero con cuatro circuitos por CT como se observa en el esquema, considerando puntos de derivación de consumo o inyección en nodos uniformemente distribuidos, representativos de los puntos en que se ejecutan las derivaciones de línea a usuarios (estructuras de línea BT). Las líneas de BT son de tipo preensamblado, y las secciones se indican en la figura correspondiente. Conforme los usuarios previstos, los transformadores de MT/BT resultan cargados al 80% en el momento de máxima carga.

Los PFV se consideraron como generadores a coseno ϕ unitario.

El modelo de red y los cálculos se efectuaron mediante el Sincal. Se efectuó un flujo de potencia en cada hora del día, teniendo en cuenta el perfil de potencia inyectada por los paneles solares y del consumo de potencia activa y reactiva de los clientes.

4.2. Estrategias de control de tensión y escenarios de generación considerados

Se modelaron distintas estrategias de control de la tensión, y en cada caso se variaron los niveles de penetración, incluyendo un nivel de 170%, correspondiente aproximadamente a una energía generada aproximadamente igual a la consumida y carga de CT en resto igual a punta, y hasta 220%, nivel que corresponde al límite de sobrecarga de las instalaciones de BT y CT. Las estrategias consideradas fueron:

a) Regulación de tensión de transformador AT/MT manteniendo 100% en barra MT, considerando una banda de histéresis de regulación de 2%.

b) Regulación de tensión de transformador AT/MT manteniendo 100% en punto intermedio de red MT, con una banda de histéresis de regulación de 2%.

c) Regulación de tensión a) combinada con regulación de tensión en barras de CT MT/BT, con una banda de histéresis de 3%, y pasos de 2%.

d) Regulación de tensión b) combinada con regu-

lación de tensión en barras de CT MT/BT

Se aclara que la penetración se adoptó como relación entre la potencia de punta generada y la potencia de punta demandada, no coincidentes en horario.

4.3. Resumen de resultados

En el cuadro se indican los resultados resumidos de tensión para los nodos críticos:

Modalidad de control de tensión	Penetración	Clima + punto intermedio CT	Clima + punto intermedio CT	Clima + punto intermedio CT
En barra MT de BT	100%	208,7	208,7	208,4
En barra MT de BT	170%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT	100%	208,7	208,7	208,4
En barra MT de BT y en BT de CT	100%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT de BT y en BT de CT	100%	208,7	208,7	208,4
En barra MT de BT	170%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT	170%	208,9	208,9	208,9
En barra MT de BT y en BT de CT	170%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT de BT y en BT de CT	170%	208,7	208,7	208,4
En barra MT de BT	220%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT	220%	208,9	208,9	208,9
En barra MT de BT y en BT de CT	220%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT de BT y en BT de CT	220%	208,7	208,7	208,4
En barra MT de BT	100%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT	100%	208,9	208,9	208,9
En barra MT de BT y en BT de CT	100%	208,7	208,7	208,4
En pos. medio MT de BT y en BT de CT	100%	208,7	208,7	208,4

Tabla 2: Cuadro resumen de los resultados

Se observa que con una penetración algo superior al 100% los medios de regulación clásicos pueden no ser suficientes. Más aún, antes que la penetración alcance el 170% la tensión excede el límite máximo.

Asimismo, se observa que el control de tensión en un punto intermedio de MT no mejora mucho la tensión en resto (horario de mayor aporte de los PFV).

Se aclara que, si bien el desvío admisible es un 8%, hay que agregar a los cálculos la discrepancia por posición de toma (pues el programa adopta una pero el regulador podría adoptar otra dentro de la banda), y la diferencia de tensión en la acometida. Ambos conceptos en suma resultan de 1,5%.

Por otra parte, se pudieron evaluar las pérdidas de energía diaria totales por nivel de penetración. Los valores se exhiben en la siguiente gráfica.

Se observa que las pérdidas de energía por encima de una penetración 1,5 resultan mayores a las pérdidas sin GD.

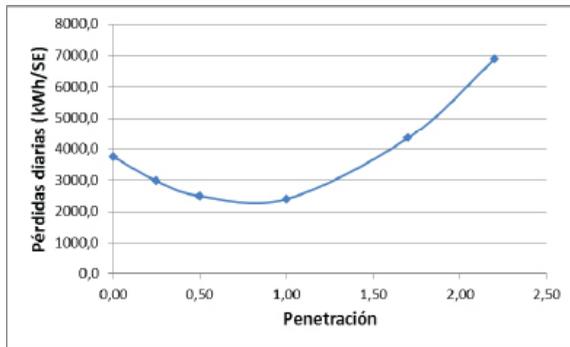


Figura 3: Pérdidas de energía totales

5 | Conclusiones

Conforme lo analizado, se concluye lo siguiente:

Con un nivel de aporte de GD próximo al necesario para compensar el consumo de energía diario, las variaciones de tensión pueden superar los límites actualmente exigidos.

Regular la tensión local por medio del aporte o consumo de reactivo por parte de las propias unidades de GD, puede resultar en una limitación de la potencia generada, dado que la variación de tensión en BT es menos sensible a la potencia reactiva. Si bien se puede optimizar mediante el uso de inteligencia central, esto implica una mayor inversión.

El uso de transformadores MT/BT con regulación de tensión permite satisfacer los niveles exigidos en nuestro país, aun cuando la penetración sea tal que las instalaciones alcancen su límite de carga admisible.

En otros países donde los desvíos de tensión admitidos son más exigentes, puede ser necesario reducir el escalón de las tomas de los transformadores MT/BT, u operar conjuntamente con control de reactivo ■

6 | Bibliografía

- [1] IEEE: "Application Guide for IEEE Std 1547 Standard for Interconnecting distributed Resources with Electric Power Systems". IEEE Std 1547.2 – 2008.
- [2] Francisco M. Gonzalez Longatt: "Generación Distribuida: una introducción" disponible en www.giaelec.org. 2008.

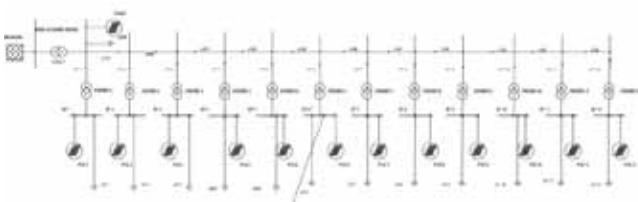


Figura 2.a: Modelo de alimentador de MT con los CT MT/BT

[3] G.W. Ault, J.R; McDonald and G.M. Burt: "Strategic analysis framework for evaluating distributed generation and utility strategies". IEE Proceedings On Generation Transmission and Distribution. N° 4 July 2003.

[4] N. A. Lemozy, E. G. Vinson, y L. M. Donzelli: "La Generación Distribuida, su impacto en las Redes de Distribución y Evaluación de Factibilidad". IX CLAGTEE, 2011.

[5] David Treballe. La Generación Distribuida en España. Universidad Pontificia Comillas. Madrid. 2006.

[6] Victor Hugo Méndez Quezada. Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio. UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS DE MADRID. 2005

[7] Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla, Msc Ing. Mario Vignolo, et al "Generación Distribuida en el Uruguay: Evaluación de Fortalezas, Oportunidades y Tratamiento Regulatorio". 2006

[8] M. Facchini; V. Doña; F. Morán Valoración Técnica y Económica del Impacto de penetración de la generación solar distribuida a través de energía solar fotovoltaica.

[9] D.Geibel, T.Degner, A.Seibel, T.Bulo, M.Pflzgraf, K.Boldt, P.Muller, Active INtelligent Low VOLTage Networks-Concept, Realization and Field Test Results, 22° CIRED.

[10] P.Vovos, A. Kiprakis, R. Wallace, G.Harrison, Centralized and Distributed Voltage Control: Impact on Distributed Generation Penetration, TPWRS 00207-2006

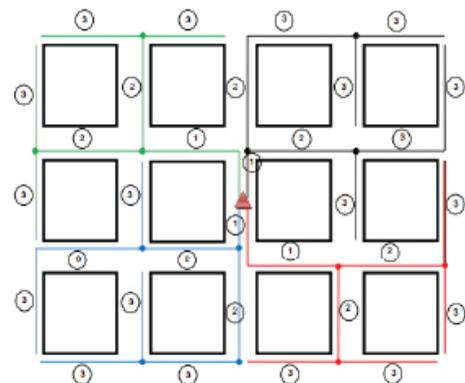
[11] F.M Gonzales-Longatt. Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Potencia. Caracas, Junio 2008.

[12] TengkeJuhanaTengkuHashim, et al. A review on voltage control methods for active distribution networks. PRZEGLAD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097,R.88NR.6/2012

[13] BogdanCraciun, TamasKerekes, Dezso Sera, RemusTeodorescu. Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions. Department of Energy Technology - Pontoppidanstræde101 Aalborg University, Denmark. 2012

[14] E. F. Mogos, and X. Guillaud. A Voltage Regulation System for Distributed Generation. 7803-8718 IEEE. 2004

[15] Conti S., Greco A. , Messina N. Local Voltage regulation in LV distribution networks with PV distributed generation. International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (2006), 519-524



Referencias ① - 3x150/70mm²
 ② - 3x95/50mm²
 ③ - 3x50/50mm²

Figura 2.b: Trazado de red BT urbana de un CT