Valoración técnica y económica del impacto de penetración de generación distribuida a través de energía solar fotovoltaica

Marcos Facchini, Federico Morán/ Instituto de Energía Eléctrica – Universidad Nacional de San Juan/
Víctor Doña/Comisión de Obras y Servicios Públicos – Cámara de Diputados de la Provincia de San Juan
ARGENTINA
facchini@iee.unsj.edu.ar
fmoran@iee.unsj.edu.ar
dipdona@legsanjuan.gov.ar

Congreso Internacional de Distribución Eléctrica - CIDEL 2010
27 al 29 de septiembre de 2010
Buenos Aires, Argentina

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. ANÁLISIS DE LA MODELACIÓN
3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO
4. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES
5. CONCLUSIONES
6. REFERENCIAS

Resumen: En el marco del Proyecto Solar San Juan, que se viene desarrollando por iniciativa del gobierno de la Provincia de San Juan, se están realizando diversos estudios e investigaciones tendientes a ir resolviendo los aspectos administrativos, técnicos, regulatorios y legales a los efectos de fundar las bases para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica (FV) en toda su cadena de valor y aplicaciones. En este trabajo se presentan avances realizados en la evaluación de parámetros técnicos (pérdidas y niveles de tensión) debidos al impacto de la inserción de generación solar distribuida a nivel domiciliario en los sistemas de distribución no aislados y conectados a red.

A efectos de valorar los parámetros técnicos indicados se describe el procedimiento empleado para modelar la demanda de consumo, la generación de energía FV y la red utilizada como ejemplo. Se plantearon 700 escenarios de cálculo considerando las distintas estaciones del año, los distintos tipos de día, los distintos horarios resultantes de la modelación de la demanda y de la generación y los diversos niveles de penetración (NP) (cantidad de kWp de generación FV por vivienda) y niveles de dispersión (ND) (cantidad de viviendas con generación FV).

Finalmente se presenta un análisis de los resultados obtenidos, definiendo para la red de distribución utilizada los NP y ND óptimos desde el punto de vista de las pérdidas (mínimas pérdidas) y las diferencias en el perfil de tensión obtenido entre la situación sin y con generación FV distribuida y una valoración expeditiva de lo ahorros por disminución de pérdidas.

En una segunda etapa se avanzará en la evaluación técnico-económica respecto de la incidencia en el costo de distribución de la inserción de generación FV distribuida.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos se han desarrollado siguiendo una estructura vertical, donde los grandes centros de generación entregan su producción a los usuarios finales a través de los sistemas de transmisión y de distribución de energía eléctrica.

Es conocido que las matrices energéticas mundial y nacional son altamente fósil-dependientes, en base al uso de hidrocarburos como el petróleo, gas natural y carbón. Estos recursos primarios convencionales y no renovables se van agotando a un ritmo cada vez mayor, en función del cre-

miento de población y de su bienestar. Es por ello que se vienen emprendiendo iniciativas y políticas tendientes a introducir tecnologías de generación que utilicen recursos primarios renovables, que por su carácter modular, van despertando y haciendo crecer el interés y necesidad de conectar dicha generación directamente a la red de distribución.

Los beneficios más importantes de la generación distribuida (GD) comprenden varios aspectos, como el mejoramiento de la seguridad de suministro, la reducción en las emisiones de gases contaminantes, la disminución de la capacidad y pérdidas de transporte de energía y una mayor flexibilidad en las inversiones. Sin embargo, existen barreras técnicas, económicas, legales y regulatorias que impiden aún el óptimo desarrollo de la GD en los sistemas eléctricos.

Con la aparición de la GD se producen alteraciones en las estructuras tradicionales jerárquicas de las redes donde la energía fluye desde los centros de producción convencionales y concentrados hasta los consumidores finales. Los impactos que produce la GD se deben fundamentalmente a la modificación que sufren los flujos de potencia, teniendo en cuenta tanto su magnitud como su dirección.

Una de las energías renovables que se puede expandir como GD modular, es el uso de la energía solar FV conectada a la red. La energía FV presenta una naturaleza distribuida, la cual, sumada a la facilidad de instalación gracias a la modularidad de los sistemas, hace que su aparición en el consumo del usuario final sea muy factible.

En la Provincia de San Juan se desarrolla el Proyecto Solar San Juan [1] que pretende posibilitar la fabricación e inserción de paneles FV a nivel residencial y comercial de usuarios conectados a la red. Para ello se está abordando la resolución de distintos problemas técnicos, económicos, legales y regulatorios que permitan el afianzamiento y expansión de dichas instalaciones en la red.

Entre los aspectos regulatorios a considerar se encuentra el de la evaluación del impacto del grado de penetración de energía FV en la red, en cuanto al uso de la red de distribución, la responsabilidad en los costos de distribución e inversiones en la red y la consideración de incorporar a la red solo el excedente de energía generada después del cubrimiento del consumo propio del usuario o de considerar el ingreso del total de energía generada.

Dentro de este contexto en este trabajo, y de acuerdo al grado de avance logrado, se muestra el análisis realizado a fin de establecer las implicancias de considerar distintos grados de penetración de la generación de energía solar FV distribuida en la red de distribución. La valoración se realiza, en esta etapa, cuantificando variaciones de parámetros técnicos de la red como las perdidas eléctricas y niveles de tensión. En una etapa posterior se analizarán parámetros económicos como las variaciones de los costos de distribución y las tarifas a usuario final. Sin embargo se emite una opinión preliminar de estos últimos conceptos en base al análisis ya realizado.

La modelación se realizó sobre la red de distribución en baja tensión (BT) perteneciente a un barrio de la ciudad de Caucete en la Provincia de San Juan. Los resultados obtenidos se extrapolaron al área de concesión de la Distribuidora Eléctrica de Caucete (DECSA) a fin de realizar una estimación sobre un sistema de mediana envergadura.

2. Análisis de la modelación

La metodología de análisis es dividida en distintas etapas tal como se muestra en la Figura 1. La etapa de Evaluación Técnica-Económica se realiza sobre una red de BT real. Se evalúan parámetros como pérdidas y niveles de tensión ante distintos escenarios que simulan distintos niveles de generación FV y dispersión geográfica. En posteriores etapa se incluirá el análisis de su incidencia en el costo de distribución.

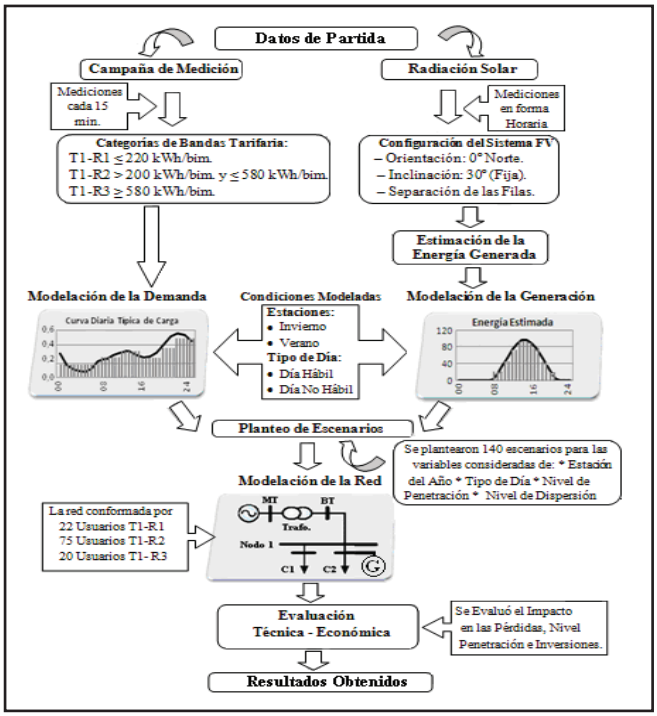

Figura 1 . Metodología de Análisis

Campaña de Medición

Para el conocimiento de las modalidades de consumo de usuarios residenciales, se partió de la información obtenida a partir del relevamiento de las curvas de carga durante un año sobre una muestra representativa de usuarios de la Provincia de San Juan (Campaña de Medición). A partir de dicha información se analiza el comportamiento de las distintas categorías de usuario (en este trabajo se consideran particularmente los usuarios residenciales) y se determinan curvas de carga típicas y sus principales parámetros (factores de carga, simultaneidad y coincidencia) [2].

Modelación de la Demanda

A partir de las categorías tarifarias existentes para el sector Residencial se obtuvo para cada grupo de usuarios su curva media de demanda. Se dispuso de mediciones cada quince minutos durante un año para aproximadamente 180 usuarios residenciales distribuidos en las tres subcategorías tarifarías del cuadro vigente en la Provincia de San Juan (T1-R1: consumos ≤ 220 kWh/bim; T1-R2: consumos > a 220 y ≤ a 580 kWh/bim; T1-R3: consumos > a 580 kWh/bim). Las curvas medias de los usuarios de cada subcategoría se obtuvieron promediando los valores de potencia cada 15 minutos de los distintos usuarios correspondientes a esa subcategoría. Estas curvas se determinaron para las estaciones de verano, invierno y resto (se agrupó otoño y primavera por presentar características similares) y por tipo de día: hábil, semihábil y feriados.

Una curva media típica resultante de la modelación puede observarse en la Figura 2 la cual corresponde a un usuario medio de la tarifa T1-R2 en día Hábil para la estación Verano [3-6].

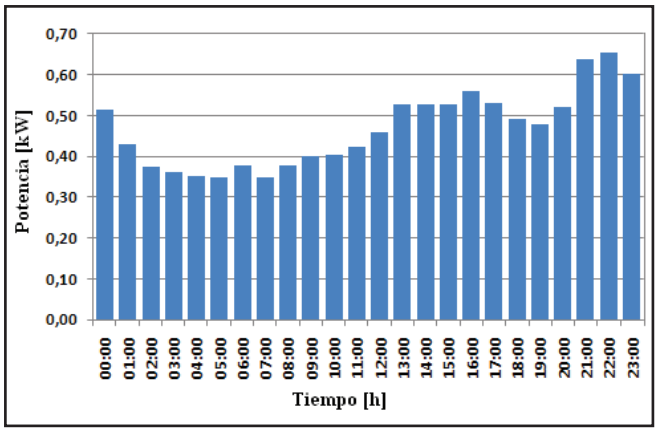

Figura 2. Curva Típica de Demanda

Radiación Solar y Sistema FV

Se dispuso de información histórica de valores de radiación solar horaria (5 años) correspondientes a la Provincia de San Juan [4], a partir de la cual se obtuvieron curvas medias de radiación diaria por estación.

Respecto del sistema FV se determinó la posición fija de los paneles FV a fin de obtener el mejor aprovechamiento de la radiación solar anual. Así resultó una ubicación de los paneles a cero grado hacia el Norte y una inclinación óptima anual de los mismos de 30º respecto a la horizontal. También se determinó la separación mínima entre filas de paneles, de tal forma que, en los horarios de proyección de sombras más largas del día más desfavorable del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente. [3-6].

Asimismo se estimó el rendimiento del sistema FV teniendo en cuenta los diversos factores que afectan la instalación (sombra, polución ambiental, incremento de temperatura ambiente, pérdidas en conductores, rendimiento del inversor, dispersión de parámetros en módulo) [3-6].

Estimación de la Energía Generada

La energía a generar por el sistema FV se estimó a partir de la siguiente expresión:

$$E_g = P \times HSP \times \eta \quad [kWh/día] \qquad (1)$$

P: Potencia Nominal que entrega el generador encondiciones estándar de medida (1000 W/m^2 de radiación, temperatura de 25ºC y una masa de aire espectral de 1,5 (AM)). En [kWp].

HSP: Número de Horas Solares Pico (parámetro que varía entre 2500 y 2800 [h/año] en San Juan)

η : Rendimiento del Sistema FV completo (parámetro que varía entre 0,720 y 0,763).

En base a lo antes descripto se presenta a modo de ejemplo en la Figura 3 la producción media diaria de energía eléctrica resultante en la estación Verano con una potencia instalada de 3 kWp [3].

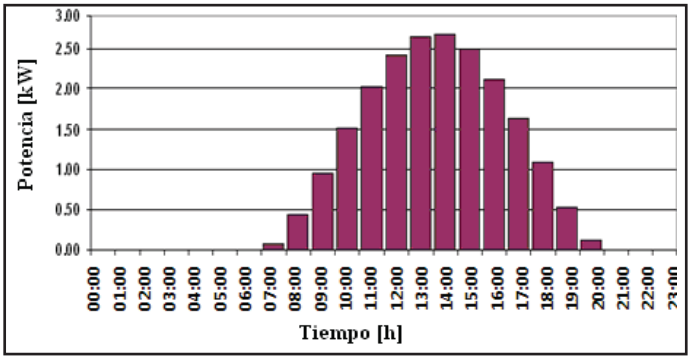

Figura 3. Modelación de la energía generada

Modelación de las fuentes de generación y curvas de demanda resultantes en los puntos de inyección

Las fuentes de generación FV se modelaron como elementos monofásicos que inyectan potencia activa a la red (operando a factor de potencia unitario).

En el modelo de análisis de redes utilizado se introduce la potencia activa generada por el sistema FV como una potencia activa negativa. De esta forma la potencia a inyectar desde la red en cada uno de los nodos (punto de conexión) que posee una fuente de generación fotovoltaica, resulta como la suma algebraica entre la potencia demandada por el usuario y la potencia generada por la fuente FV.

En la Figura 4 se muestra la curva de demanda que presenta un usuario (curva típica) como así también la curva de generación modelada, obteniéndose la curva neta resultante como la suma entre ambas. Se aprecia la diferencia en la inyección de energía desde la red lo que se traduce en una disminución de la energía generada por las centrales convencionales y de la energía circulante por las redes de transmisión y distribución.

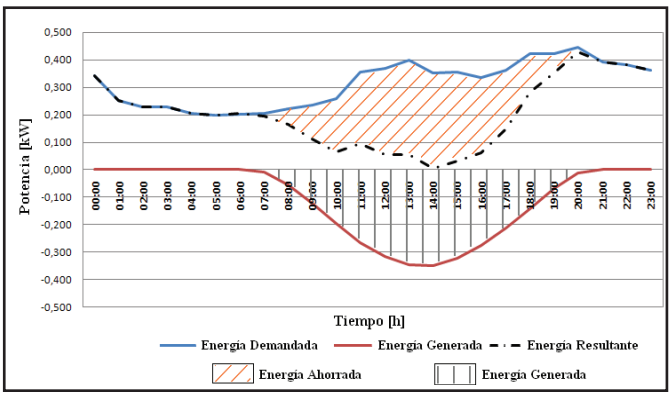

Figura 4. Curvas de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (sin inyección a la red)

Se analizaron diversas situaciones considerando o no excedente de generación para inyectar a la red. En un primer caso se consideró que no habrá inyección del excedente a la red, generando como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo (valor mínimo, en horario diurno, de la curva de demanda típica correspondiente a la estación de menor consumo). Esto implica que debe limitarse la potencia instalada de generación FV a ese valor de la demanda (Figura 4). Para el caso que considera la posibilidad de excedente se plantearon diversas potencias instaladas. En la Figura 5 se muestran las curvas resultantes para uno de los casos. Se observa que en los horarios de mayor generación FV, el excedente de energía resultante es inyectado a la red.

Asimismo no se considera almacenamiento en baterías por lo que la generación FV se produce únicamente en horario diurno. En etapas posteriores de este análisis se incluirá el almacenamiento en baterías para analizar la situación de introducir generación FV en horario de pico nocturno.

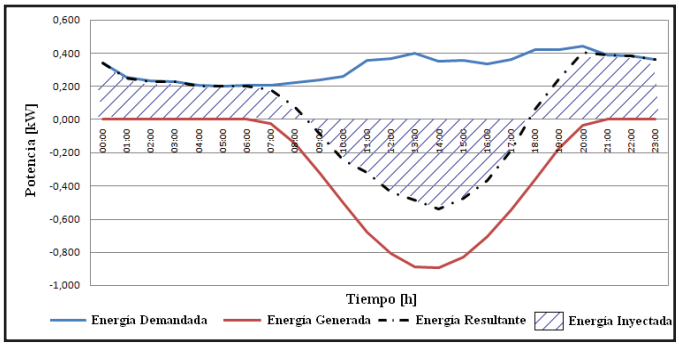

Figura 5. Curvas de Energía Consumida, Energía Generada y Neta Resultante (con inyección a la red)

Modelado de la Red a analizar

Se utilizó como sistema base la red de BT correspondiente al Barrio Marayes de 117 viviendas ubicado en la localidad de Caucete de la Provincia de San Juan y abastecido por la empresa distribuidora DECSA. En la Figura 6, se puede apreciar el diagrama unifilar de la red en estudio. La red es operada en los niveles de tensión de 380/220V y se vincula al resto del sistema mediante una subestación MT/BT 13.2/0.38kV. La distribución geográfica de los usuarios y parámetros de la red se corresponden con los reales.

Las demandas de carga se modelaron a través de las curvas típicas antes mencionadas y se corresponden con la siguiente distribución en la categorización tarifaria de los usuarios: 22 usuarios T1-R1, 75 usuarios T1-R2 y 20 usuarios T1-R3.

En cada uno de los nodos representados en la Figura 6 se conectan tres viviendas, una a cada fase.

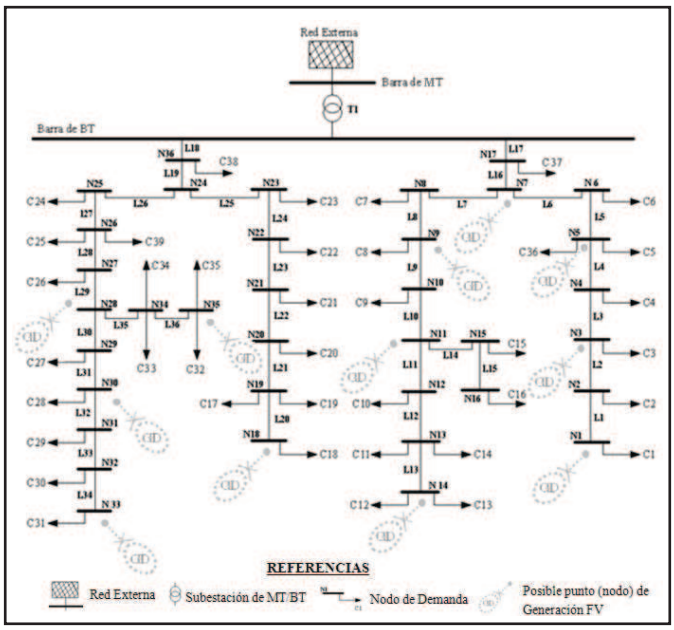

Figura 6. Diagrama Unifilar de la red de Referencia

3. Metodología de cálculo

La red de referencia utilizada en las simulaciones para la evaluación del estudio técnico y económico del impacto de la inserción de generación FV sobre las pérdidas de potencia y la regulación de tensión es una red de distribución trifásica conformada por 36 Nodos, una Barra de MT de 13,2 kV, un transformador MT/BT de 160 kVA, una Barra de BT de 380V, un total de 36 tramos de líneas (cada tramo con su sección y longitud real correspondiente) y 117 cargas distribuidas en la red y cuya curva de demanda se modeló como fue indicado en el apartado 2.

3.1. Indicadores de integración

A los efectos de simular la incorporación de los sistemas FV en la red y tener en cuenta distintas situaciones en cuanto a la potencia en sistemas FV introducidos y su dispersión geográfica, se utilizaron dos factores: Nivel de penetración (NP) y Nivel de Distribución (ND) [5].

El NP está relacionado con la cantidad de potencia FV a instalar. Los NP utilizados corresponden a los valores de 1-1,5–2-3 y 3,8kWp; este último fue definido sobre la base de la superficie de techo disponible en una casa tipo de los Planes de Viviendas que construye el Instituto Provincial de la Vivienda (IPV) en la Provincia, la que alcanza a 55 m^2. Asimismo se consideró como caso base aquel cuyas potencias instaladas máximas recomendables para las tarifas T1-R1, T1-R2 y T1-R3 son respectivamente 150, 350 y 750 Wp, con el objetivo de generar como máximo hasta la curva de mínima demanda, en el periodo de menor consumo [3-6].

Por otro lado el ND es el cociente entre el número de viviendas en las cuales hay fuentes de GD y el número de viviendas de la red. Se trabajó con 5 escenarios con nivel de dispersión del 0, 5, 10, 20 y 40%, resultando una cantidad de 0, 6, 12, 23 y 47 viviendas respectivamente.

3.2. Escenarios analizados

A partir de las distintas variables consideradas se plantearon, a los efectos del análisis, 140 escenarios de acuerdo a las siguientes consideraciones [6]:

- *Estación del año:* Verano e Invierno (se tomaron estos escenarios por ser las estaciones extremas de mayor y menor generación FV).
- *Tipo de día:* Hábil y Feriado (siendo estos los días en que los usuarios presentan mayor y menor consumo diarios).
- *Nivel de Penetración:* 7 casos (Situación inicial sin generación FV, Caso sin excedente a inyectar en la red, 1- 1,5- 2- 3 y 3,8 kWp).
- *Nivel de dispersión:* 5 casos (0–5–10-20-40%)

Para cada escenario se consideraron diversas situaciones correspondientes a distintos horarios (magnitudes) de generación FV. Se definieron cinco simulaciones (escalones) correspondientes a:

1. Horario de inicio de generación FV (este horario es distinto según la estación).
2. Mediodía: 12 hs.
3. Hora de mayor generación: 14 hs.
4. Media tarde: 16 hs.
5. Horario de fin de generación FV (este horario es distinto según la estación).

Considerando los escenarios planteados y los escalones en que se subdividió la curva de generación, se realizaron 700 simulaciones que permitieron caracterizar detalladamente el problema a analizar. La información resultante de cada simulación fue agrupada y procesada para obtener los resultados que se muestran en el apartado 4.

4. Resultados de las simulaciones

El objetivo de este punto es mostrar como varían los niveles de tensión y pérdidas de energía debido a la introducción de los sistemas FV en la red de distribución modelada. A estos efectos se realizaron corridas de flujo de potencia para cada uno de los escenarios planteados y de los escalones de la curva de generación definidos (total 700 casos).

Se utilizó como herramienta computacional el software "DigSilent" el cual contiene diversas herramientas de modelación, utilizándose en este caso particular el flujo de potencia. Los datos de la red, las características de la demanda y de la generación fueron procesados de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores y cargados en el software mencionado.

Se detallan a continuación los resultados obtenidos para las variables consideradas en este análisis (pérdidas y niveles de tensión), a fin de determinar los niveles óptimos de penetración y dispersión en el sistema estudiado.

4.1. Variación del nivel de pérdidas de transmisión

En este punto se muestra como varía el nivel de pérdidas de transmisión en la red ante la simulación de distintas combinaciones entre los NP y ND.

La Figura 7 muestra el comportamiento resultante de las pérdidas de potencia activa anuales del sistema en kWh, evaluada en los 5 horarios de simulación, para los distintos NP y ND planteados.

Los cálculos realizados permiten encontrar la combinación de ND y NP óptima desde el punto de vista de las pérdidas, es decir aquel escenario que minimiza las pérdidas globales del sistema.

El escenario más conveniente resulta de la combinación del NP que corresponde a una potencia instalada de 1,5 kWp (NP III) y a un ND del 40% (ND 40%), esto es la colocación de sistemas FV en 47 viviendas.

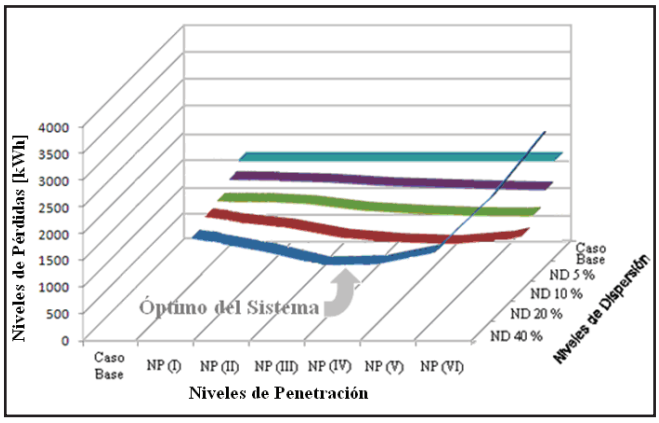

Figura 7. Pérdidas de Potencia Activa anuales resultantes para distintos ND y NP

La Tabla 1 resume la disminución de pérdidas obtenida para los distintos tipos de día y estaciones del año, como asimismo el correspondiente valor anual.

Tabla 1. Disminución de pérdidas resultante

Ahorro Energético de las Pérdidas Diarias		Pérdidas Activas [kWh]	Pérdidas Reactivas [kVArh]
Invierno	Día Hábil	3,06	2,30
	Día Semi - Hábil	2,77	2,08
	Día No Hábil	2,47	1,85
Verano	Día Hábil	3,9	3,38
	Día Semi - Hábil	3,42	3,02
	Día No Hábil	2,84	2,66
Resto	Día Hábil	3,53	2,84
	Día Semi - Hábil	3,09	2,55
	Día No Hábil	2,66	2,26
Ahorro Energético de las Pérdidas Anuales		1212,37	986,49

4.2. Variación de los niveles de tensión

En sistemas radiales el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente desde el Centro de Transformación MT/BT. Con la incorporación de los sistemas FV se puede observar que a medida que es mayor el NP las tensiones aumentan.

Para la situación de mínimas pérdidas presentada en el punto 4.1 se puede apreciar que se mejora sustancialmente el nivel de tensión en la red utilizada como modelo.

En la Figura 8 se muestra el nivel de tensión inicial (sin generación FV) y el resultante con la incorporación de generación FV en una fase de la barra de BT para un día hábil de la estación verano.

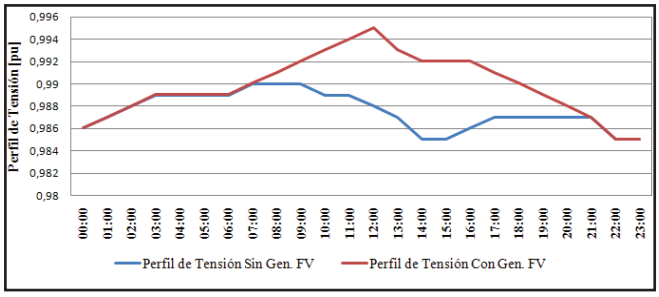

Figura 8. Perfiles de Tensión de la Fase A para la Estación de Verano – Día Hábil

En la Tabla 2 se muestran los niveles de tensión (por unidad) en la barra de baja tensión de la subestación y su variación porcentual, por tipo de día y estación del año, para el caso que presenta la red sin generación FV y con generación FV.

Tabla 2. Niveles de Tensión resultantes

Niveles de Tensión [pu]			Sin FV	Con FV	[%]
Invierno	Día Hábil	Fase A	0.992	0.993	0.07
		Fase B	0.991	0.992	0.05
		Fase C	0.992	0.993	0.05
	Día No Hábil	Fase A	0.992	0.993	0.08
		Fase B	0.992	0.992	0.05
		Fase C	0.992	0.993	0.05
Verano	Día Hábil	Fase A	0.988	0.990	0.23
		Fase B	0.988	0.990	0.16
		Fase C	0.988	0.990	0.16
	Día No Hábil	Fase A	0.988	0.990	0.23
		Fase B	0.988	0.990	0.15
		Fase C	0.989	0.990	0.17

4.3. Análisis para un escenario con incremento de demanda del 50%

Los resultados mostrados anteriormente fueron obtenidos sobre la red ejemplo real y con la demanda representada mediante curvas típicas de los usuarios actuales. Dado que el barrio es pequeño y nuevo, la red (construida con las secciones mínimas técnicamente usuales) se encuentra sobredimensionada respecto a la demanda actual. Se realizó la hipótesis de un incremento del 50% en la demanda de los usuarios, verificando con el flujo de potencia que la red continúa siendo técnicamente adecuada, es decir no se requiere aumento de secciones, observándose en esta situación que las pérdidas en la red de baja tensión disminuyen de 1212.37 kWh-año (Tabla 1) a 2226.15 kWh-año (este valor es aproximadamente igual al consumo anual de un usuario medio). Algo similar ocurre con los niveles de tensión resultantes que presentan una mejora relativa mayor respecto al caso mostrado en Tabla 2.

4.4. Extensión de los resultados al mercado total del departamento Caucete y evaluación económica de los mismos

Los resultados obtenidos en cuanto a la disminución de las pérdidas de energía en la red utilizada como ejemplo, fueron extrapolados al área de concesión de DECSA. Los principales parámetros que caracterizan el mercado son:

Consumo total	46819 MWh-año
Consumo sector residencial	21895 MWh-año
Demanda Máxima	10.8 MW
Usuarios totales	9300
Usuarios residenciales	8324
Subestaciones MT/BT	248

La disminución de energía de pérdidas en el mercado total, para el caso analizado, sería de 124000 kWh-año, de los cuales aproximadamente un 7% ocurre en horario de Punta y un 93% en horario de Resto. Para el escenario planteado de un consumo 50% mayor en el caso ejemplo analizado, lo cual extendido a la red de DECSA se estima que el consumo residencial total se incrementa en un 30%, la disminución de pérdidas sería de 202000 kWh-año.

Al valorizar dichas pérdidas al precio estacional de compra al MEM resulta $/año 20300 para el primer caso y $/año 33100 para el mercado incrementado. Es de observar que solo se ha valorizado la disminución de pérdidas en la red de la distribuidora, no se han incluido disminuciones de costos por pérdidas en el transporte y por despacho de centrales más eficientes.

Respecto de la energía que la Distribuidora debe adquirir al MEM para abastecer a sus usuarios residenciales la misma se reduce en un 35% para el mercado actual y en un 24% si el consumo residencial se incrementa de acuerdo al escenario antes planteado. Esto implica una reducción tanto de la energía/potencia generada como transportada en el MEM, reduciendo los costos correspondientes.

La tarifa a usuario final contiene dos componentes: uno representativo de los costos del MEM (generación y transporte)- pass through- y otro representativo del VAD (Valor Agregado de Distribución). En realidad existe un tercer componente que es el impositivo y que en gran medida es proporcional a los antes mencionados.

En los párrafos anteriores se ha estimado un ahorro de costos en el componente pass through, aunque parcial ya que se refiere sólo a la disminución de pérdidas en la red de la distribuidora.

En el componente VAD se estima que se pueden lograr ahorros importantes, que se trasladarían a la tarifa a usuario final, por menores inversiones o postergación de las mismas. A fines de valorar esto y dado que el pico de demanda, que es quien define las inversiones, ocurre en un horario que puede variar según la estación entre las 20 y 22 hs, periodo en el cual la generación FV es nula o muy baja, es necesario considerar almacenamiento de la energía FV generada en horario diurno para ser entregada a la red en horario de pico. Asimismo la inserción de FV en el sector comercial e industrial con otro patrón de consumo. La próxima etapa de este trabajo es analizar esta situación, tarea que ya se ha iniciado.

5. Conclusiones

Del análisis técnico y económico (este último preliminar) realizado en base a la metodología mostrada en la Figura 1 y con el detalle explicitado en los distintos apartados, se infieren ciertos parámetros considerando la introducción de generación FV en el sector residencial de una red típica de distribución de baja tensión con inyección de la energía generada a dicha red según la curva de oferta solar (sin almacenamiento en baterías), tales como:

- Nivel de Penetración y Nivel de Dispersión óptimos.
- Cuantificación física y económica de la disminución de pérdidas en la red de distribución.
- Cuantificación física del mejoramiento de los niveles de tensión en barras de baja tensión en subestaciones MT/BT.
- Sensibilidad ante la variación de la demanda.
- Planteo de la consideración de almacenamiento en baterías a fin de analizar su efecto en la determinación del VAD y su incidencia en la tarifa a usuario final (etapa en ejecución).

6. Referencias

[1] **V.M. Doña, T.J. Strada, A. Hoesé**. “Proyecto Solar San Juan: Objetivos y Etapas”. Gobierno de la Provincia de San Juan – Argentina. (2008-2009).

[2] Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (FI-UNSJ) (2000). “Campaña de medición: Análisis estadístico de la información”.

[3] **F. A. Morán, M. L. Facchini, D. H. Pontoriero, V. M. Doña**. “Inserción de generación distribuida a través de instalaciones fotovoltaicas domiciliarias ajustadas a las curvas típicas de demanda residencial”. ASADES 2009 – Revista AVERMA (2009)

[4] Biblioteca del Instituto de Energía Eléctrica (IEE) de la (FI-UNSJ) “Mediciones de Radiación realizadas por la estación meteorológica del (IEE)”.

[5] **F. G. Longatt, A. Hernández, F. Guillen, R. Terán, C. Peraza, E. Gavorskis** “Impacto del modo de integración de generación distribuida en la regulación de voltaje y pérdidas de potencia de la red de distribución”. II Congreso Venezolano de redes y energía eléctrica. CIGRE – (2009).

[6] Tesis de Grado, Autor **Federico A. Morán**, Titulada “Estudio de las Responsabilidades en el valor agregado de distribución (VAD) con GD residencial de energia solar FV conectada a red. Análisis de Primas y Subsidios necesarios”.