

GENERACIÓN DISTRIBUIDA, SU INTERCONEXION EN EL FUTURO A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA ANALISIS DEL IMPACTO SOBRE LA CALIDAD DE SERVICIO DEL SUMINISTRO”-

(English: “FUTURE CONNECTION OF DISTRIBUTED GENERATION TO DITRIBUTION COMPANY – DETERMINE QUALITY SEVICE SUPPLY IMPACTS ”)

Carlos Salzman¹

Tema del Trabajo: 6.1

Universidad de Buenos Aires (UBA)- Facultad de Ingeniería

Departamento de Electrotecnia-Proyecto I001

ARGENTINA

Idioma del Trabajo: Español.

Resumen

En esta contribución se presenta una propuesta innovadora de planificación para que las previsiones futuras de la Generación Distribuida (GD) en materia de inversiones promuevan la interconexión y la remediación de los inconvenientes que afectan con persistencia a localizaciones cuyos indicadores de calidad (SAIFI y SAIDI) revelan diferencias significativas respecto de los valores globales.

La metodología propuesta se diferencia de otros estudios porque con ese objeto se utilizarán vinculaciones entre los sistemas de distribución y los sistemas de generación distribuida (GD).

Es en términos económicos que se estudia además del negocio de servicios tradicional, la posibilidad de aplicar en el futuro para la Argentina, el valor actual neto social (VANS) ya utilizado por el Banco Mundial para países como Bolivia y en las zonas de escasos recursos del noroeste andino y para evaluar los proyectos que presentan vinculaciones entre la red de las distribuidoras y el GD con energías renovables.

Las compañías distribuidoras pueden integrar alternativas de suministro que mejoren al mismo tiempo las externalidades del sistema de distribución, la calidad del producto, del servicio técnico y del servicio comercial.

Se observa que la inclusión de los sistemas de GD disminuye la cantidad y el tiempo de las interrupciones en sus áreas de influencia y la penalidad por ENS será menor. Se requieren análisis complejos para determinar la ubicación óptima de estas fuentes, considerar las pérdidas mínimas de potencia y optimizar las estrategias para realizar las inversiones

Se concluye en la propuesta que el beneficio de introducir el sistema de interconexión con el sistema de GD será para la reducción de la ENS total del sistema porque el costo de la interrupción se muestra en la expresión siguiente:

$$ENS_i = SAIFI_i * SAIDI_i * \Delta ENS_i$$

Donde ΔENS_i es la energía no suministrada en el nodo i

¹E-mail: csalzman@fi.uba.ar

Tel : 54 11 4343 0891 int 366/367 – Facultad de Ingeniería Dpto Electrotecnia - Paseo Colón 850 (C1063CV) subsuelo - Buenos Aires – Argentina.

Como contribución técnica para el futuro de las vinculaciones entre las distribuidoras y la GD, se han analizado inversiones planificadas por las distribuidoras para la prevención de sobretensiones atmosféricas, interrupciones de larga duración accidentales y programadas, interrupciones de breve duración pero que comprenden un elevado número de usuarios, acciones de recierre de equipos operados con sistemas electrónicos, sistemas de telecomando y telemedición y se hacen notar las mejoras que introduce la interconexión con el sistema de GD.

Se ha analizado el futuro de las vinculaciones entre GD y distribuidora el refuerzo y reestructuración de la arquitectura de la red, intervenciones realizadas y previstas para mejorar la coordinación de aislamiento y mejorar las condiciones ambientales relacionadas con la interrupción del servicio, para evitar aquello que en la práctica se conoce como límite “fisiológico” que es el nivel de calidad inferior, a partir del cual se producen daños irreparables en la sociedad y en la calidad de vida.

Introducción

A modo de introducción recordaremos [7] que existen varias recomendaciones previas al inicio de cualquier estudio de calidad de servicio que los planificadores de GD tienen en mente y son comunes a todos los estudios:

1. Evaluación de los términos económicos previendo que pueden variar en los diferentes GD a diferencia de lo que ocurre en un sistema centralizado
2. Optimizar el plan para todas las GD
3. Evaluar los costos de todas las alternativas en conjunto
4. Analizar la confiabilidad y nivel de tensión, ya que la disponibilidad del suministro y la regulación de la tensión son necesarias y pueden ser objetivos de la GD
5. Utilizar curvas de carga para cada GD [9] al utilizar el plan. Las curvas estadísticas pueden ser insuficientes para definir costos y confiabilidad.
6. Planificar cada proyecto porque en GD el sitio es muy importante y puede ser que cada GD tenga soluciones diferentes
7. Prever que un sistema de T&D es muy confiable y puede ser que la confiabilidad sea menor en el caso de GD

Se analizan en la propuesta estas recomendaciones aplicadas sobre una red optimizada y los factores que influyen sobre la calidad de servicio.

Las compañías distribuidoras pueden integrar alternativas de suministro con GD que mejoren al mismo tiempo las externalidades del sistema de distribución, la calidad del producto, del servicio técnico y del servicio comercial. Se debe tener en cuenta en este análisis que coincidencias de cargas, en el pico y fuera de pico son diferentes a las que se manifiestan en el sistema centralizado y para cada generador del sistema de GD.

Se observa en esta presentación que la inclusión de los sistemas de GD disminuye la cantidad y el tiempo de las interrupciones en sus áreas de influencia y la penalidad por ENS será menor. Se requieren análisis complejos para determinar la ubicación óptima de estas fuentes, considerar las pérdidas mínimas de potencia y optimizar las estrategias para realizar las inversiones porque las decisiones diferentes son acerca de la red, no sólo sobre el menor costo de prospectiva aplicado a los sistemas extensos sino que además en el corto plazo se deben respetar las restricciones impuestas por el layout del negocio de cada GD.

Se trata de ser objetivo definiendo cuál es la mejor alternativa de conjunto y no la de su propio GD con relación a la calidad de servicio.

Una vez definido el marco regulatorio de referencia se realiza la comparación de la evolución del SAIFI y SAIDI a lo largo del tiempo durante un tiempo mínimo de cinco años para que la muestra sea representativa.

Se determinará para cada alimentador el SAIFI y el SAIDI para cada causa de falla [7].

El análisis se realiza comparando la arquitectura de una distribuidora con alimentación centralizada con otra que emplea GD para los mismos centros de consumo.

Se describen a continuación los elementos que inciden sobre el SAIDI y luego el análisis complementario para determinar el SAIFI:

Explicitamos los términos y definiciones estando seguro de que todos los GD persiguen los mismos resultados y valores, porque sorprendentemente la misma palabra tiene definiciones distintas en diferentes sistemas cuando consideramos casos de sistemas aislados y/o sistemas interconectados

Cada uno de los factores mencionados tiene un porcentaje de incidencia sobre el total de clientes, directamente proporcional al número de los clientes donde el servicio fue interrumpido. Los elementos que se detallan a continuación tienen una causa que se produce varias veces:

Desarrollo

Factores que influyen sobre la calidad de servicio en las redes de distribución con GD

Estos factores se presentan en cualquier localización de sistemas alimentados con GD y cuando por razones aleatorias se producen cortes del suministro, se trata de identificar la causa y la influencia de cada uno de los factores que se describen a continuación

- Árboles y ramas que tocan un conductor desnudo.
- Animales y pájaros
- Vandalismo
- Hilos y alambres para barriletes o boleadoras arrojadas por agresores.
- Trabajos en la vía pública que afecten la alimentación.
- Embestidas
- Poda por terceros
- Otros trabajos de terceros
- Vientos
- Inundaciones
- Descargas atmosféricas y coordinación de protecciones
- Incendio
- Aislador averiado
- Mantenimiento programado
- Mantenimiento correctivo
- Maniobras y acciones de recierre de equipos operados con sistemas electrónicos
- Cortes y trabajos solicitados por el cliente
- Instalación interna del cliente
- Sistema externo de alta tensión
- Ordenado por el organismo de despacho
- Causa desconocida
- Fuerza mayor

Este ordenamiento nos permite determinar en forma sencilla para cada elemento de la red ponderado (en particular alimentadores) el grado de calidad en base a las interrupciones que originan multas aplicadas a la distribuidora y las evitadas para las redes con GD.

Para el SAIFI se determinan los clientes interrumpidos por (dividido) alimentador

Para el SAIDI se calculan los clientes interrumpidos en el alimentador (multiplicados) por tiempo

Un análisis similar se realiza para determinar el SAIFI.

Las causas mencionadas son las mismas pero la duración en tiempo y la incidencia porcentual son diferente para los clientes conectados a cada alimentador. El SAIFI se determina calculando el valor resultante del producto del número de clientes afectados multiplicado por el tiempo de interrupción.

La comparación más sencilla de un sistema con y sin GD es contrastar [2] directamente para cada tipo de obra a realizar, el valor de las multas evitadas por frecuencia y duración y agregar en cada caso la alimentación con GD que en algunas oportunidades evitan no sólo la misma multa sino que no es necesario realizar la obra de inversión prevista por calidad de servicio y en otras oportunidades diferirlas, en general para sistemas de alta tensión.

A medida que se eleva el nivel de tensión de alimentación es mas delicado el estudio porque las interrupciones y frecuencias de interrupción de AT son vistas como efectos externos sobre las redes de MT y BT

Los valores anteriores se calculan para un condición de proyecto de N-1

Las formas constructivas de las redes se clasifican en

- Aéreas
- Subterráneas
- Rural
- Suministro de media tensión
- Suministro de alta tensión

Dentro de los centros de transformación se observan los siguientes tipos constructivos

- Cámaras de construcción compacta
- Cámaras a la intemperie
- Cámaras a nivel del terreno.
- Cámara subterránea
- Centros integrados
- Mini cámaras.
- Banco de transformadores
- Plataformas rurales
- Plataforma estándar
- Suministros de media tensión en cámaras
- Suministros de media tensión plataformas
- Subestación de clientes de alta tensión

Planificación de la interconexión de las redes con GD con relación a factores que influyen sobre la calidad de servicio

Fenómenos eléctricos y cálculo de alimentadores

El planeamiento para los sistemas con GD clásicos y de nueva generación[1] debe prestar mayor atención a las conexiones de líneas de MT afectados por los fenómenos eléctricos de:

- Restricciones de la carga
- Perfiles de tensión
- Corrientes de falla
- Protecciones

En la planificación de las redes de diversas [4] regiones del planeta se toman en cuenta las restricciones para optimizar las inversiones, considerando que ciertos fenómenos frecuentemente provocan las acciones que se detallan a continuación

1. Refuerzos y reestructuración de las redes.
2. Mejoras en las características del aislamiento de redes aéreas.
3. Mejoras en las redes expuestas a factores ambientales.
4. Verificación de los límites de disturbios eléctricos propuestos.
5. Verificación de los medios de protección propuestos en las zonas expuestas a los disturbios armónicos, parpadeos, tensiones parásitas.
6. Análisis de las tecnologías de materiales propuestos para soportar zonas de disturbios
7. Mejoras propuestas en las redes de AT, MT y BT discriminadas.

Teniendo en cuenta que las herramientas que relacionan redes eléctricas de distribución y sistemas georeferenciales son de práctica corriente en las empresas distribuidoras de nuestro país, se estudian los impactos sobre las corrientes de falla y los recierres que influyen sobre cada uno de los factores mencionados.

Para el cálculo de alimentadores se prevé que el factor de carga sobre la fuente se adopta de modo que la fuente de GD pueda cumplir con las exigencias de la carga en el sistema interconectado. La carga se considera al valor máximo de diseño para que al alimentarse la red con GD en contingencia, el valor sea posible de alcanzar. Además, cuando se instalan sistemas de GD los elementos de la red ubicados por encima de estos puntos de inyección de generación [1] perciben en la instalación una reducción de carga aliviando la demanda del sistema.

Al mismo tiempo se reduce el desequilibrio de carga entre fases de una red de elevada longitud y baja tensión de distribución.

En nuestro país las redes de distribución en general presentan una arquitectura de anillo abierto con sección red y esta configuración está ligada a la evolución de las cargas alimentadas. En las redes donde se instale la generación distribuida consecuente con la ubicación de los nuevos generadores distribuidos surgen variables que tienen dificultad para ser controladas por los transportistas y por los distribuidores. La complejidad del sistema de distribución se incrementa y se debe mantener al menos la calidad del servicio similar a la comprometida en los contratos de concesión de las distribuidoras.

Contaminación Ambiental

En muchas redes de GD se debe considerar la disminución de la contaminación ambiental y esta debería ser valuada por el organismo regulador del Estado, a este efecto se lo conoce como el valor de las “externalidades”

Asimismo en ocasiones, esta fuente de GD es la única con posibilidades de interconectar comunidades rurales o prácticamente aisladas.

Estos aspectos son considerados en algunas electrificaciones donde el valor de GD es el más económico y a veces el único posible.

Cálculo de generadores

La generación distribuida puede alimentar la red en media y baja tensión, dependiendo del tipo y tamaño de la fuente utilizada. Se considera que las fuentes de GD de media tensión son de hasta aproximadamente 25 MW y que las redes de baja tensión son equipos de funcionamiento permanente desde 30 kW hasta estimativamente 250 kW y vinculados en grupos [7].

En las redes de media tensión se respetan los criterios determinados [30] para realizar la interconexión de autoprodutores y cogeneradores a la red pública. Se tiene en cuenta en este caso el impacto provocado por las condiciones de emergencia, cuando parte de la red quede alimentada sólo por el sistema de GD y eventualmente deben reconectarse los sistemas que intervinieren, una vez solucionado los inconvenientes que interrumpieron el servicio.

En el caso de baja tensión puede ser con generadores convencionales o mediante el uso de convertidores estáticos. Este aspecto del estudio excede nuestra presentación. A las dificultades de los sistemas de media tensión se le agrega la complejidad de sincronizar muchos sistemas pequeños de baja potencia y con elevada producción de armónicos.

En los sistemas de GD es importante el estado de conexión del neutro[1] a tierra llamado “puesta a tierra del sistema de potencia” debido a que en nuestras redes de distribución frecuentemente el sistema está efectivamente puesto a tierra y en redes industriales se utiliza neutro no efectivamente puesto a tierra en algunas fuentes, para facilitar la continuidad.

Se planifican además recierres especiales “reclosers” y aparatos seccionalizadores que mejoran la calidad de servicio evitando interrupciones prolongadas por fallas espúreas.

En esta vinculación entre la generación distribuida y el distribuidor se debe ordenar la relación para que el generador provea las garantías de un suministro adecuado en capacidad, tensión y frecuencia y los distribuidores puedan cumplir con las condiciones de calidad de producto técnico y servicio dentro de los parámetros mínimos fijados por el organismo regulador.

La GD puede originar un flujo de cargas inverso al previsto para una red centralizada sobre todo cuando se aíslan partes de los ramales de la red.

Si el sistema funciona aislado no presenta problemas porque sería una manera diferente de visualizar pequeños sistemas o lazos centralizados.

En cambio si se convierten en aislados como consecuencia de la falla del servicio del sistema centralizado la situación operativa se complica enormemente por las razones previamente expuestas cuando deben ser reconectados[1].

En este escrito se analiza cómo se realiza la interconexión entre la red y los GD. Se estudia la interconexión entre sistemas pero no se define el costo de los generadores que se emplearán para cada caso porque éstos dependen de las condiciones geográficas y físicas. Se analiza el ahorro en las redes que debe ser menor que la inversión empleada para instalar estos generadores.

Se ha calculado el sistema con y sin GD y se apropia el ahorro que esta solución representa para ser utilizado en el diseño de sistemas con GD

Si bien desde el punto de vista del despacho en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina este tipo de generación distribuida puede costar más cara que la generación centralizada con ciclos combinados, por su menor eficiencia sin embargo existen razones estratégicas que exceden lo económico y que permitirán vender energía de generación distribuida cuando se interconecta con el sistema de potencia considerando el valor económico de las “externalidades”.

Unidades de muestreo de las redes con Generación Distribuida eficiente

Las unidades de muestreo para realizar los cálculos están conformadas por el sistema de generación y los módulos de las redes de MT aérea y/o subterránea asociada al centro de transformación y su correspondiente alimentación en BT.

Para las unidades de muestreo se comparan.

1. Las erogaciones para alcanzar los niveles de calidad [7] consignadas en la regulación para una distribuidora clásica y la que tiene GD en materia de inversiones, gastos de operación y mantenimiento y gastos comerciales, debería realizar
2. Los sistemas diseñados bajo la filosofía de mínimo costo minimizando los costos de inversión versus[7] los costos de energía no suministrada.
3. En estos sistemas con GD las previsiones en materia de inversiones y áreas de operación y mantenimiento aseguren la remediación de los inconvenientes que afectan con persistencia a localizaciones cuyos indicadores de calidad (SAIFI y SAIDI) revelan apartamientos significativos respecto de los valores promedio de las normas de calidad [10].

A título de ejemplo se indican valores de inversión porcentuales típicos de una Distribuidora con GD que suministra el área urbana, semiurbana y rural:

Porcentajes de inversión para los [4] módulos proyectados en unidades de muestreo con GD por cada U\$S 100.000,00.

Estructura de las Inversiones:

- Características de la Red.	16,0 %
- Calidad de Servicio:	10,4 %
- Reposición de instalaciones:	18,4 %
- Mejora de Red por proyección de demandas:	7,04 %
- Atención Demandas Puntuales:	18,56 %
- Atención Demandas Rurales:	20,0 %
- Otros Proyectos Especiales para GD:	9,6 %

En este cálculo de porcentajes [3] no se han tenido en cuenta las Resoluciones y Ordenanzas municipales y provinciales que establezcan la necesidad de efectuar tendidos subterráneos en todas las áreas donde se ingrese a zonas urbanas y suburbanas.

De resultar obligatoria su aplicación, la propuesta de la arquitectura de la red debe ser ajustada a los efectos de incorporar ese mayor costo.

Para cumplir los requerimientos de la regulación en relación a la Calidad de Servicio Técnico, las inversiones en obras y los costos de operación y mantenimiento (O&M) han sido diseñadas con su valor mínimo de las inversiones el costo esperado de falla y las multas que se apliquen deben ser menores a las inversiones

Con relación a la Calidad Comercial, sólo se han tenido en cuenta [4] los costos asociados a esta obligación del servicio.

Si observamos la Regulación Nacional de Argentina [3] para las distribuidoras vemos que establece los criterios de zonificación del área de concesión tomando como variable a la densidad de carga y caracterizando en forma independiente a los sistemas de BT y MT . Define el concepto de Sistemas eléctricos representativos (SER), como [7] “el conjunto de instalaciones requeridas y determinadas según la tecnología que satisface menores costos totales para abastecer cada Área Típica de Distribución ATD”.

Una solución alternativa y económicamente óptima [7] para redes con energía sustentable es despachar la generación que se encuentra aguas abajo del Nodo, a los efectos de aliviar el nodo y poder contar con la potencia necesaria para abastecer a los usuarios del área de concesión . Esta solución que está fuera de los procedimientos merece ser revisada sólo cuando se trate de una distribuidora que puede incorporar GD Dado que los Procedimientos del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) [3] contemplan el despacho de generación forzada a requerimiento del distribuidor, se propone un cambio regulatorio de modo tal de permitir que el costo de la generación forzada sea trasladado a tarifas, ya que dicho costo sería inferior a los costos de capital y de O&M correspondientes a la ampliación de la red de transporte de AT.

De esta forma se introduce el concepto de GD que puede asumirse como una Generación Forzada Óptima, entendiendo [4] por tal “aquella cuyo costo es inferior al costo de capital, operación y mantenimiento de las obras necesarias para evitarla”y con ventajas en las externalidades del sistema que se manifiestan por lograr que el sistema tenga energía sustentable.

Para comparar un sistema con GD con otro sin GD utilizaremos el concepto de red eficiente[22] que nos permitirá analizar en nuestro estudio sistemas eficientes “se define la red eficiente como aquella que satisface la demanda y las condiciones de calidad a mínimo costo total ... entendiéndose por costo total el valor presente de la suma de los costos de operación, mantenimiento, pérdidas de energía y potencia, inversiones futuras y VNR de las instalaciones”. Es en este sentido que la red con GD se adapta mucho más a la demanda que una red tradicional por la estructura empleada al diseñar la arquitectura de la red

Debido a la naturaleza de las obras a ejecutar en una distribuidora tradicional, se desprende que con un plan de obras de transporte y distribución muy ambicioso se pondría en riesgo la normal operación del sistema eléctrico ya que se superpondrían en el tiempo obras que están íntimamente vinculadas en los sistemas de alta y media tensión. La ejecución simultánea de estas obras no resulta de posible realización ya que en el caso de ejecutarlas simultáneamente se debe disponer de instalaciones fuera de servicio produciendo cortes prolongados de energía a los clientes. Asimismo la ejecución simultánea de obras íntimamente vinculadas eleva la probabilidad de ocurrencia de eventos indeseados que provocan la salida de servicio intempestivo de las instalaciones lo que vuelve inestable la operación del sistema”.

Se plantea un problema de ordenamiento de obras del sistema de Alta y Media Tensión, y las posibles consecuencias que tendría para el servicio la realización simultánea de algunas de esas obras. Esta situación es muy posible de solucionar con los sistemas de GD por la independencia entre cada sistema y sus redes asociadas

El valor de reposición de obras se estima en 20 % para un sistema clásico y sería menor al 10 % en un sistema con GD porque a medida que se construyen nuevos sistemas la arquitectura de la red se evita parte de los reemplazos excepto el material obsoleto

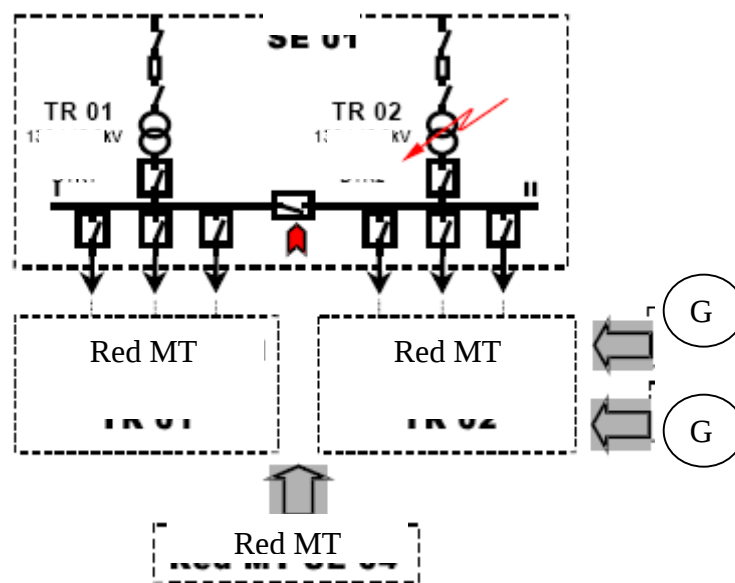
Proyectos para mejorar la calidad de Servicio

Los proyectos que permitirán el mejoramiento de la Calidad de servicio brindada en el sistema con GD incorporado dentro del área de concesión de una distribuidora clásica se presentan y se dividen en categorías según los objetivos del proyecto[10]

- Proyección y crecimiento de la Demanda Vertical y Horizontal.
- Mejora de la tecnología de la Red. Es en este ítem donde se estudia la ventaja de utilizar GD y bajar los costos de los proyectos en todas las zonas y para todos los niveles de tensión
- Atención de Demandas con Crecimiento Puntual o Escalonado como fábricas de alto consumo.
- Otros Proyectos especiales

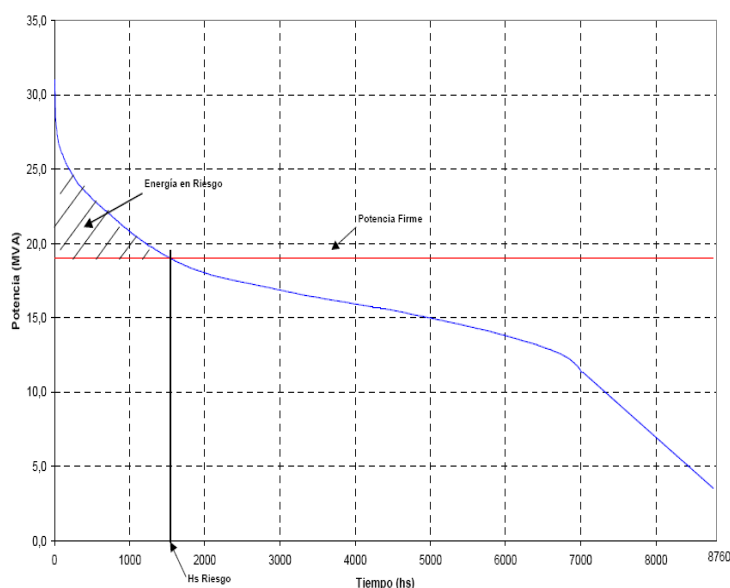
Se explica la modalidad de detección de problemas en la red y la aplicación del criterio N-1 con ayuda del siguiente esquema:

Grafico Indicando una Red de MT Alimentada con GD.



La “potencia firme” es establecida [1] en función de la capacidad de transformación que resta en una determinada SE ante contingencia simple, más el aporte que es posible realizar desde alimentadores de MT vecinos a dicha SE. Este concepto es particularmente favorable a las redes interconectadas con GD, evitándose el exceso de reserva de potencia fría [7] en transformadores principales que alimentan desde la transportista, tradicionalmente de 115 % de la potencia invadida, en los equipos de las distribuidoras con redes de alimentación troncales en anillo abierto con sección red.

Monótona de Carga - Caso Genérico



Es bien sabido que si la monótona de [10] carga supera en una determinada cantidad de horas la potencia firme de una subestación o de un alimentador troncal que vincula sistemas con GD, se dice que hay riesgo de falla para dicha cantidad de horas

Su ENS asociada es la que se observa en la monótona de carga que se presenta en la figura.

Como las mediciones se realizan con instrumental que tiene errores, para considerar los errores propios de las magnitudes consideradas, se adopta un margen de error del 1 %, es decir 87 horas anuales al hacer el cómputo de horas de falla.

Determinación del factor de carga del proyecto

Como se ha expresado anteriormente, para el cálculo de alimentadores se debe prever que el factor de carga [1] sobre la fuente debe adoptarse de modo que la fuente de GD pueda cumplir con las exigencias de la carga en el sistema interconectado.

La carga se considera al valor máximo de diseño para cada año. Pero además cuando se instala un sistema de GD los elementos de la red ubicados por encima de estos puntos de inyección de generación perciben en esta instalación una reducción de carga aliviando la demanda del sistema, de modo que la planificación de la sección de los alimentadores exige extremos cuidados

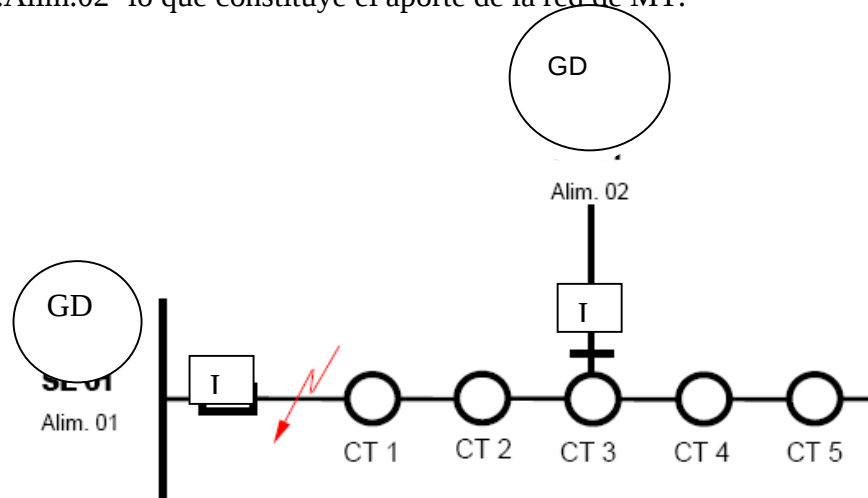
La estructura de la red de media tensión es tal que su explotación en general se efectúa en forma radial, en anillo abierto con sección red. Esto permite el apoyo entre alimentadores de subestaciones vecinas ante contingencias de estos, a través de esta red de distribución en redes con GD como se mostró en la figura anterior

Para los vínculos de media tensión la carga máxima óptima es aquella que permite a cada alimentador MT, apoyar en caso de contingencia (N-1), a los otros alimentadores MT con él vinculados, ante una falla en alguno de estos, o bien ante fallas en la misma barra y/o en el transformador AT/MT de subestación ampliando los niveles admisibles de tensión.

Si bien el mecanismo propuesto consiste en un planteo de tipo general de uso común en operación de redes de AT y MT., la metodología utilizada (ENS) es más apropiada para obras originadas por problemas de Calidad de Servicio. [9] **Por otra parte, la experiencia indica que antes que una red quede saturada por el crecimiento de la demanda, surgen problemas de Calidad de Producto, que hacen imposible postergar las inversiones y esto es particularmente apropiado para aplicar las soluciones propuestas con GD.**

Con apoyo del gráfico siguiente, se puede comprender el ejemplo planteado para el apoyo que se prestan los sistemas con GD para mejorar la calidad de servicio. El ejemplo considera que la falla se ha producido

en el vínculo - Alim.01 - entre la subestación y el primer centro de transformación. Ésta ubicación de la falla sería la más desfavorable en la red, ya que toda su demanda debería abastecerse transfiriéndola a otros alimentadores - .Alim.02- lo que constituye el aporte de la red de MT.



Con relación a la simulación de la operación de la red, la simulación digital de un escenario actual y futuro de explotación del sistema de distribución de la red con GD., se realizó con la herramienta utilizada para simulación de flujo de cargas [1] estático y dinámico DigSILENT POWER Factory versión 13.0.de uso didáctico en la FIUBA.

Este software corre sobre una base de análisis de sistemas eléctricos de potencia que en su versión didáctica es para 50 barras sobre el cual se encuentra digitalizada la red de AT equivalente y MT y la transformación AT/AT; AT/MT; MT/MT y MT/BT con sus atributos físicos, parámetros eléctricos y estado de cargas. Los distintos estados de cargabilidad que resultan de los distintos componentes del sistema eléctrico a partir de los distintos flujos de carga para los distintos escenarios de carga planteados en el período de cinco años de análisis simulando escenarios y comparando la red clásica y la que dispone de GD”.

En función de lo analizado se propone la planificación de obras comparativo con y sin GD. Se observará que el plan de obras de distribución es de menor costo en el sistema con GD.

Determinación de las Demandas Puntuales

Se analizan a continuación las características del desarrollo de los proyectos del sistema cuando alimenta demandas con un crecimiento de tipo escalón o puntuales:

Es lógico pensar que con los antecedentes [18] ya descriptos en los párrafos precedentes será más confiable la alimentación en los sistemas con GD y se minimizan los cortes de carga permanentes ante contingencias simples.

Se empleará la división de la red en subsistemas: originados en cada uno de los transformadores AT/MT principales del sistema clásico y correspondería a los puntos de intercambio en la red con GD. Los motivos de este criterio son: limitar las potencias de cortocircuito a los máximos de diseño de los equipamientos y minimizar los efectos de fallas en la continuidad de suministro a los usuarios.

Se utilizarán transformadores principales del sistema con GD que no son sobrecargables.

La alimentación alternativa se configura en función de las disponibilidades programadas y forzada, de manera que en caso de producirse contingencia simple de demanda se tenga una vía alternativa de alimentación para superar los cortes con rapidez.

Las tensiones de Barras se mantienen dentro de los límites fijados ($\pm 5\%$).

Se observa que los citados -en general- son criterios convencionales de operación de redes de GD, pero con referencia al primero de ellos. No obstante, cabe el planteo sobre si sería factible lograr una mejor operación de la red, si se previera el reemplazo del equipamiento que queda superado en potencia de cortocircuito, permitiendo de esta manera que se opere la red de GD como un sistema unificado y si tal inversión se justificaría -en función de los beneficios que podría aportar- en relación a su costo.

Los criterios de operación de la Media Tensión son los de operación radial, y ante contingencia simple, son los apoyos de alimentadores vecinos que trabajan en forma de anillo abierto. En tal contingencia, los alimentadores de apoyo vecinos deben estar dimensionados para soportar la carga que les ha sido transferida sin salirse de los valores de regulación de tensión fijados por las normas de calidad de servicio.

El sistema con GD es el receptor de todas aquellas obras que resulten de la aplicación de un plan de obras basado en la filosofía de mínimo costo para mantener y mejorar de la calidad de servicio que se brinda en la actualidad.

Se verificó que las inversiones realizadas para mejorar la calidad de servicio técnico son las apropiadas para evitar aquello que en la práctica se conoce como límite “fisiológico” que es el nivel a partir del cual se producen daños irreparables en la sociedad y en la calidad de vida.

Algoritmos de Cálculo

El criterio más sencillo para aumentar la confiabilidad es el que consiste en lograr simultáneamente el mínimo costo de interrupción para los clientes.

Los condicionantes para lograr esta optimización se deben al tamaño y número de los GD utilizados, la caída de tensión y el límite térmico de los alimentadores.

Las interrupciones son el principal factor que debe fiscalizarse, dado que es el factor más perceptible para el cliente.

Es necesario distinguir entre:

- Las interrupciones programadas por motivos de mantenimiento y reparación.
- Las interrupciones fortuitas

Los costos de interrupción [14] se evalúan basándose en los índices de confiabilidad calculados por métodos analíticos para todo tipo de cargas optimizando de manera sistemática el sistema de distribución integrado en el sistema de potencia considerado.

- Generalmente la GD se admite que consiste en plantas de módulos de hasta 50 MW,. Estos módulos de generación se adaptan a las necesidades de nuestro país para interconectarse con el SADI donde los nuevos módulos de generación previstos son ciclos combinados de potencias de aproximadamente 800 MW

El foco de este estudio tiene en cuenta pero difiere de aquellos que apuntan al análisis del flujo de cargas [1] óptimo o reducción de pérdidas.

Se estudia la calidad de servicio basándose en la planificación de las redes y el factor de carga. Se analiza como la GD en un sistema interconectado puede mejorar los índice de confiabilidad de suministro o en otras palabras la calidad de servicio.

Como consecuencia de lo expresado anteriormente la mejora de la calidad de servicio se puede lograr por reconfiguración de las redes. Se puede lograr una mejora de calidad utilizando reconectadores y aparatos que seccionen las redes de maneras apropiadas para mitigar las fallas provocadas por los factores de influencia.

El aspecto que se analiza en esta propuesta es el efecto de la interrupción sobre los consumidores cuando se integra o interconecta el sistema tradicional con sistemas de GD, y se determinará para utilizar como herramienta de planificación técnica el Costo de Interrupción de los Consumidores (medido en ENS)

El objetivo será definir la ubicación óptima de los GD para lograr los costos mínimos de interrupción.

Si consideramos un alimentador que vincula dos barras de una red en las que suponemos que existen elementos de corte (interruptores o seccionalizadores) los índices serán

❖ SAIFI

❖ SAIDI

Para calcular la restauración del consumo [30] en un alimentador de este tipo se consideran los siguientes pasos

Reparación de la rama i-j

Aislamiento de la falla operando a la apertura los elementos de seccionamiento

Transferencia de las cargas a otra barra del sistema operando al cierre los sistemas de seccionamiento.

Basándonos en esta experiencia la confiabilidad de los parámetros en la mencionada rama i-j es

$$SAIDI_{ij} = CAIDI_{ij} / SAIFI_{ij} \quad (1).$$

Se propone utilizar el valor económico [14] de la discontinuidad que se relacione con el valor de las penalizaciones y la ENS y con el servicio caracterizado de acuerdo con el número de interrupciones. (Es un equivalente monómico) [23].

$$C_m = K_1 \sum_i P_i + K_2 \sum_i P_i T_i = K_1 \sum_i P_i + K_2 \sum_i ENS_i \quad (2).$$

$$C_m = K_1 P_T + K_2 ENS_T \quad [23].$$

Para P_i y P_T se calcula el costo equivalente a la ENS_i y ENS_T)

C_m : valor económico de la discontinuidad.

P_i :potencia interrumpida en la discontinuidad i-ésima

ENS_i :energía no suministrada en la discontinuidad i-ésima

P_T :potencia interrumpida total.

ENS_T : energía no suministrada total.

K_1, K_2 , costos unitarios.

T_i : tiempo

Si desde el punto de vista de confiabilidad [18] las ramas están conectadas en serie, la confiabilidad de cada rama se medirá cuando se restablezca el nodo correspondiente p.e. para un nodo i y una falla comprendida entre el nodo i y n si la fuente de alimentación a i fuera radial no se podría considerar restablecida la alimentación a i si se realizara una transferencia de cargas para alimentar desde otra rama. Este es el caso de un nodo aislado

$$SAIDI_{ei} = CAIDI_{ei} / SAIFI_{ei} \quad (3).$$

Donde e indica el circuito equivalente entre n-i (e=equivalente)

Cuantitativamente en el sistema eléctrico se puede calcular la ENS y como consecuencia el costo de la interrupción

$$ENS_i = SAIFI_{ei} * SAIDI_{ei} * \Delta ENS_i \quad (4).$$

Donde ΔENS_i es la energía no suministrada en el nodo i

$$ENS/kW \text{ de beneficio} = [ENS \text{ sin DG} - ENS \text{ con DG}] / \Sigma \text{ Real } (S_{Dgi}) \quad (5).$$

Observándose que la inclusión de los sistemas de GD disminuyen la cantidad y el tiempo de las interrupciones en los nodos de su área de influencia y la penalidad por ENS será menor

La calidad de producto y la de servicio técnico serán mejores en los sistemas de este tipo.

Aspectos Regulatorios relacionados con las tarifas a aplicar en la la Generación Distribuida.

No perdamos de vista que la generación y la cogeneración están reguladas como generadores, mientras que la autogeneración está regulada como demanda. Es desde el punto de vista de la demanda que podremos lograr las mayores mejoras [3].

Los incentivos del Price-Cap empleados en la Argentina, han conducido a las Empresas [4] a optimizar la red y sus costos de explotación, alcanzando los máximos niveles de eficiencia en aquellas distribuidoras maduras, dadas las restricciones de la realidad del mercado y la tecnología. Por lo tanto para mejorar las desigualdades existentes en materia de calidad de servicio técnico forma parte de esta propuesta desarrollar interconexiones con sistemas de generación distribuida sobre todo en el área rural

Queda claro que con la incorporación de la GD en el Plan de Inversiones [9] propuesto se está cumpliendo con la mejora en localizaciones con bajos niveles de indicadores SAIFI y SAIDI.

Esto está acompañado por una filosofía de diseño que responde al mínimo costo bajo la cual se minimizan los costos de inversión versus los costos de energía no suministrada y se muestra como dicha filosofía fue llevada a la práctica utilizando GD, aportando información que permita comprobar las mejoras que se obtienen por medio del plan propuesto

Esta solución viene acompañada por un criterio de valorización de la ENS que excede el marco de esta presentación.

La Resolución del Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la Argentina ENRE N° 556/2001 establece [3] las pautas bajo las cuales se debe aplicar la metodología para determinar las redes a las que se les reconocerá la tarifa en un sistema de distribución.

Lo extrapolamos a sistemas de distribución interconectados con sistemas con GD donde las pautas mencionadas son las siguientes:

- A. La variable a utilizar deberá ser la densidad de potencia máxima simultánea.
- B. Se deberá realizar tomando los parámetros que caracterizan el mercado desde el punto de vista de los usuarios en BT a fin de obtener una zonificación apta para el diseño de instalaciones en ese estadio (red BT y SE MT/BT). Luego se efectuará una que engloba al total de los usuarios en media y baja tensión, a los efectos de la zonificación necesaria para el desarrollo de instalaciones de media tensión.
- C. El tamaño de cuadrícula deberá ser de 500 m de lado.

- D. Se deberá realizar una subdivisión de cualquier rango cuando la superficie asociada al ATD (Área Típica de Distribución) definida por el nuevo rango sea superior a un (1) kilómetro cuadrado.
- E. Los costos que se originan por decisiones ajenas a la concesionaria y que producen un apartamiento de la alternativa tecnológica que satisface menores costos totales para abastecer un ATD deberán ser estimados en forma separada.

Cada zona tiene asociada una exigencia de calidad de servicio diferente; por lo tanto, también son diferentes las redes con que son atendidas las distintas zonas.

Así, para zonas urbanas de alta densidad de carga, la configuración es mallada, preferentemente subterránea, y generalmente hay reserva del 100 % para la contingencia N-1.

Por otra parte, en áreas rurales de muy baja densidad de carga, las redes son aéreas, en configuración radial y -en general- no se prevé el mallado de las mismas. Por tal motivo, en caso de contingencia hay una mayor participación de los sistemas con GD para evitar corte de demanda

Aspectos regulatorios relacionados con los requerimientos de Calidad de Servicio

Los requerimientos definidos por el organismo regulador son:

Se determinan las proyecciones de inversiones para los índices:

- SAIDI: System Average Interruption Duration Index.
- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index.

Se le agregan las proyecciones de las inversiones para escenarios diferentes de cantidad promedio de cortes por cliente (índice CAIDI) determinados por la Relación entre los índices SAIDI y SAIFI para valores de 1,5 y 1,6 para presentar sensibilidades de cálculo

- CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index.

Valor actual neto social (VANS)

En términos económicos, se estudia la posibilidad de aplicar en el futuro para la Argentina, el valor actual neto social (VANS) ya utilizado por el Banco Mundial [17] para países como Bolivia y en las zonas de escasos recursos del noroeste andino, para evaluar los proyectos que presentan vinculaciones entre la red de las distribuidoras y el GD con energías renovables.

Los bienes y servicios a tener en cuenta en el bienestar social deben incluir a aquellos que podrían generar algún bienestar importante a uno o más miembros de la colectividad nacional tanto en el presente como en el futuro.

Para descontar el flujo de beneficios netos (Beneficios totales–Costos totales) obtenidos con un proyecto de GD se recurre a una tasa social de descuento adoptada por la legislación que se puede definir de igual forma que la tasa privada.

Para determinar una alternativa factible desde el punto de vista social el VANS debe ser mayor que la tasa prefijada.

- Se podrá definir una tarifa media social del proyecto, para la unidad de energía abastecida
- El costo de atender a un cliente por unidad de potencia y compararlo contra estándares nacionales o internacionales debe ser rentable desde el punto de vista social

- Un costo socioeconómico por cliente, por año y por distancia de extensión de la red también será rentable

A diferencia de la evaluación privada de un proyecto donde el flujo de fondos descontado se compara con la tasa de mercado, en el VANS se comparará con una tasa que garantiza la sustentabilidad del proyecto (en algunos casos sólo debe ser mayor que cero, por ejemplo en zonas de aborígenes).

Para evitar eventuales abusos es siempre recomendable analizar además del VANS el VAN industrial y si éste es mayor que los valores de mercado se sugiere que lo realice una empresa privada.

Obras De Alta tensión

- Las conclusiones técnicas no son las mismas cuando se analizan proyectos de alta tensión en redes con proyectos con GD y sin ellos [30] porque las inversiones necesarias en la red de AT cambian y se produce un defasaje en el tiempo de cronogramas de obras de líneas de interconexión en AT y transformadores de AT/MT
- Los estudios indican que los costos eventuales por despacho de generación distribuida, son inferiores al repago de la inversión que requeriría la ampliación de la SE de AT en particular sobre todos los elementos de la red de distribución

Ejemplo de cálculo para dos escenarios de CAIDI con y sin GD

Los ejemplos se han desarrollado para redes de MT y BT. No se han considerado las redes de alta tensión descritas en el párrafo anterior porque para considerarlas en este caso es necesario analizar la totalidad del sistema interconectado SADI.

Arquitectura de la Red y Tipos de Centros de Transformación

Para la proyección de las inversiones se adoptó la arquitectura de red y los tipos de centros de transformación típicos de red adaptada Las inversiones proyectadas, son las totales y se determinaron para las mismas áreas urbanas, suburbanas y rurales presentadas en los casos con y sin proyectos de interconexión con sistemas con GD En general hay tres áreas que son: el incremento de capacidad, la disminución de pérdidas y el valor de las corrientes de Cortocircuito. Estas consideraciones en la realización de los cálculos permite definir cursos de acción teniendo en cuenta procedimientos regulatorios.

Los valores que se adoptaron son los totales e incluyen áreas urbanas y rurales de todas las localidades para redes alimentadas con y sin GD.

Costos de las Instalaciones

Los costos de las instalaciones son típicos de las distribuidoras y de las interconexiones factibles con sistemas de GD obtenidas a partir de cotizaciones de materiales en el mercado [9] de fuentes propias.

Proyecciones para MT y BT

Se ha utilizado un modelo de cálculo (desarrollado en base a la metodología antes descripta) [23] plasmado en una planilla electrónica que permite determinar las proyecciones de inversión (en \$) y el porcentaje de obra en las redes de MT y BT.

Las siguientes son las variables que se introducen en el modelo:

- Número de clientes.

- Energía suministrada a la red y proyección de demanda horizontal y vertical.
- Potencia en el Pico
- Indicador de calidad de servicio CAIDI (SAIFI/SAIDI)
- Longitud total de líneas aéreas de BT
- Longitud total de líneas subterráneas de BT
- Longitud total de líneas aéreas de MT
- Longitud total de líneas subterráneas de MT
- Número y tipo de centros de transformación excluyendo el transformador
- Transformadores desagregados por potencia, en kVA
- Número total de conexiones
- Precios de los materiales utilizados

El modelo desarrollado basado en la “Ley de Cantidades de Obra” que es un modelo utilizado en las redes de distribución adaptada a la demanda o en redes optimizadas, es apropiado para utilizarlo en las redes eficientes con GD. Opera de manera amigable en una planilla electrónica donde se vinculan las celdas y los libros que contienen los precios y la base de datos propios empleados en las proyecciones.

El modelo de cálculo provee los siguientes resultados [4] para las proyecciones de las inversiones para cada escenario considerado (distintos valores para el índice CAIDI) y correspondientes a:

- las líneas aéreas de BT
- las líneas subterráneas de BT
- las líneas aéreas de MT
- las líneas subterráneas de MT
- el número y tipo de centros de transformación excluyendo el transformador
- transformadores (total de kVA)
- conexiones

Hay actualmente nuevas herramientas [23] y requerimientos para las planificaciones de GD

Se debe realizar no sólo el flujo de cargas [1] sino que además se debe plantear un flujo optimizado.

Además se debe prever el despacho anual que es el óptimo. En los sistemas de competencia comercial los GD serán despachados según reglas de mercado.

Estas reglas aún no están establecidas en la Argentina y en muchos otros países.

En las planillas que se incluyen a continuación se muestran los resultados del cálculo, expresados en miles de pesos (\$) para los valores de CAIDI de 1,5 y 1,6 con y sin GD.

PROYECCIÓN DE INVERSIONES MT/BT 5 AÑOS RED SIN GD - CAIDI 1,6

ÍTE M	RUBRO	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 5 AÑOS
1.0	DISTRIBUCIÓN							
1.1	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO M.T.	MILES U\$S	234,76	244,15	253,92	264,07	274,64	1.271,54
1.2	LÍNEAS AÉREAS DE M.T.	MILES U\$S	657,99	684,31	711,69	740,15	769,76	3.563,90
1.3	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO DE B.T.	MILES U\$S	425,56	442,58	460,29	478,70	497,84	2.304,97
1.4	LÍNEAS AÉREAS DE B.T.	MILES U\$S	699,99	727,99	757,11	787,40	818,89	3.791,39
1.5	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS Y OTROS	MILES U\$S	267,14	277,83	288,94	300,50	312,52	1.446,94
1.7	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	MILES U\$S	172,90	179,82	187,01	194,49	202,27	936,50
1.7	CONEXIONES	MILES U\$S	55,35	55,90	56,46	57,03	57,60	282,33
SUBTOTAL DISTRIBUCIÓN			2.677,60	2.513,71	2.612,59	2.715,42	2.822,34	13.597,59
TOTAL GENERAL ACUMULADO			2.677,60	2.513,71	5.126,30	7.841,72	10.664,06	13.597,59

PROYECCIÓN DE INVERSIONES MT/BT 5 AÑOS RED SIN GD - CAIDI 1,5

ÍTE M	RUBRO	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 5 AÑOS
1.0	DISTRIBUCIÓN							
1.1	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO M.T.	MILES U\$S	250,41	260,43	270,85	281,68	292,95	1.356,31
1.2	LÍNEAS AÉREAS DE M.T.	MILES U\$S	701,86	729,93	759,13	789,50	821,08	3.801,50
1.3	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO DE B.T.	MILES U\$S	453,93	472,09	490,97	510,61	531,03	2.458,63
1.4	LÍNEAS AÉREAS DE B.T.	MILES U\$S	746,66	776,53	807,59	839,89	873,49	4.044,15
1.5	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS Y OTROS	MILES U\$S	284,95	296,35	308,21	320,54	333,36	1.543,41
1.6	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	MILES U\$S	184,43	191,81	199,48	207,46	215,76	998,93
1.7	CONEXIONES	MILES U\$S	55,35	55,90	56,46	57,03	57,60	282,33
SUBTOTAL DISTRIBUCIÓN			2.513,71	2.677,60	2.783,04	2.892,68	3.006,70	14.485,27
TOTAL GENERAL ACUMULADO			2.513,71	2.677,60	5.460,63	8.353,32	11.360,02	14.485,27

PROYECCIÓN DE INVERSIONES MT/BT 5 AÑOS RED CON GD - CAIDI 1,6

ÍTE M	RUBRO	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 5 AÑOS
1.0	DISTRIBUCIÓN							
1.1	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO M.T.	MILES U\$S	134,15	139,52	145,10	150,90	156,94	726,60
1.2	LÍNEAS AÉREAS DE M.T.	MILES U\$S	376,00	391,04	406,68	422,94	439,86	2.036,52
1.3	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO DE B.T.	MILES U\$S	243,18	252,90	263,02	273,54	284,48	1.317,12
1.4	LÍNEAS AÉREAS DE B.T.	MILES U\$S	400,00	416,00	432,64	449,94	467,94	2.166,51
1.5	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS Y OTROS	MILES U\$S	162,83	169,34	176,12	183,16	190,49	881,95
1.6	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	MILES U\$S	98,80	102,75	106,86	111,14	115,58	535,14
1.7	CONEXIONES	MILES U\$S	55,35	55,90	56,46	57,03	57,60	282,33
SUBTOTAL DISTRIBUCIÓN			1460,12	1.516,87	1.575,87	1.637,21	1.700,98	7.891,05
TOTAL GENERAL ACUMULADO			1.460,12	2.976,99	4.552,86	6.190,07	7.891,05	7.891,05

PROYECCIÓN DE INVERSIONES MT/BT DE 5 AÑOS RED CON GD - CAIDI 1,5

ÍTE M	RUBRO	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 5 AÑOS
1.0	DISTRIBUCIÓN							
1.1	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO M.T.	MILES U\$S	143,09	148,82	154,77	160,96	167,40	775,04
1.2	LÍNEAS AÉREAS DE M.T.	MILES U\$S	401,06	417,10	433,79	451,14	469,19	2.172,28
1.3	CABLE ARMADO SUBTERRÁNEO DE B.T.	MILES U\$S	259,39	269,76	280,55	291,78	303,45	1.404,93
1.4	LÍNEAS AÉREAS DE B.T.	MILES U\$S	426,66	443,73	461,48	479,94	499,14	2.310,95
1.5	CENTROS DE TRANSFORMACIÓN AÉREOS Y OTROS	MILES U\$S	162,83	169,34	176,12	183,16	190,49	881,95
1.6	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	MILES U\$S	105,39	109,60	113,99	118,55	123,29	570,82
1.7	CONEXIONES	MILES U\$S	55,35	55,90	56,46	57,03	57,60	282,33
SUBTOTAL DISTRIBUCIÓN			1.553,78	1.614,27	1.677,16	1.742,55	1.810,54	8.398,30
TOTAL GENERAL ACUMULADO			1.553,78	3.168,04	4.845,20	6.587,75	8.398,30	8.398,30

Comparación de resultados en un proyecto sin y con GD

El cuadro siguiente muestra –a efectos de su comparación- las inversiones propuestas por el sistema sin proyecto es decir una Distribuidora para los sistemas de MT y BT, y los valores con proyecto de interconexión con sistemas de GD determinados para esta presentación para distintos índices CAIDI:

Inversiones MT/BT	2005	2006	2007
	U\$S x 1000	U\$S x 1000	U\$S x 1000
Proyección con proyectos de interconexión SIN GD p/CAIDI			
1,50		2.513,71	2.677,60
1,60		2.677,60	2.513,71
Proyección con proyectos de interconexión CON GD p/CAIDI			
1,50		1.553,78	1.614,27
1,60		1.460,12	1.516,87

Inversiones MT/BT	2008	2009	2010	TOTAL
	U\$S x 1000	U\$S x 1000	U\$S x 1000	U\$S x 1000
Proyección con proyectos de interconexión SIN GD p/CAIDI				
1,50	2.783,04	2.892,68	3.006,70	14.485,27
1,60	2.612,59	2.715,42	2.822,34	13.597,59
Proyección con proyectos de interconexión CON GD p/CAIDI				
1,50	1.677,16	1.742,55	1.810,54	8.398,30
1,60	1.575,87	1.637,21	1.700,98	7.891,05

Conclusiones

1. En el cuadro comparativo se demostró que la utilización de GD obtiene mejores resultados en las redes de distribución de MT y BT que el sistema tradicional
2. En la planificación de sistemas de distribución, se proyecta la carga durante cinco a diez años y se estima la capacidad pico.
3. Se suponen las fallas de cortocircuito en alimentadores tróncales y se diseñan hasta para dos fallas simultáneas.
4. Las nuevas inversiones a desarrollar son mayormente reservadas para incrementar subestaciones y líneas y a partir de estas considerar la mejor alternativa en costos con un ambiente económico estable. Hoy el ambiente económico es muy cambiante y las redes interconectadas con sistemas provistos con GD es una opción para solucionar problemas de crecimiento de redes, aunque son pocas las compañías de electricidad que tienen experiencia

acerca de cómo planificar el crecimiento de las redes y SE con interconexiones de generación distribuida

5. En un escenario de crecimiento suave de la demanda habrá un diferimiento importante de inversiones entre diseñar por potencia pico con el método tradicional o el de GD, porque el valor de instalar la próxima central de GD interconectada está más alejado en el tiempo de costo en función de tiempo que la instalación pico hasta que la curva operativa justifique la inversión
6. De esta forma se disminuye el margen entre el pico y la potencia GD utilizada en el valle. Este es un costo asumido por ambas partes: los Distribuidores con sus clientes y la GD, de modo que ambos ahorran. Al bajar el diseño de red de pico se disminuyen las pérdidas.
7. Al fijar la mejor opción a adoptar ésta será la de menor costo para el conjuntos del sistema con GD en lugar de cada una de las GD por separado.
8. Para lograr que el costo justifique la inversión hay que comprobar: la inexistencia de excesivas pérdidas o excesiva energía suministrada, evitar la mala calidad de servicio y las condiciones de daño al medioambiente.
9. Es importante discriminar y adoptar costos que favorecen a la instalación. La s externalidades y bajo impacto ambiental favorecen el desarrollo de GD
10. Si se construye una red de T & D sin GD sus costos serán superiores al ahorro mostrado en el cuadro comparativo lo que modificaría el cronograma de las instalaciones.
11. Se pueden postergar algunas inversiones en redes de T & D instalando. GD
12. Para finalizar concluiremos que la planificación y operación de sistemas interconectados con GD pueden proveer beneficios económicos, mejoras al medioambiente y aumento de la confiabilidad de la red aún cuando los planificadores de GD han detectado que la planificación de GD requiere de análisis y optimizaciones particulares posteriores.

Bibliografía

- [1] A. Bergen & V Vittal Power System Analysis Prentice Hall 2000
- [2] CIGRE Working Group A1.01.04 Effect of Network Considerations. revista ELECTRA Dic 2004.
- [3] Procedimientos de CAMMESA, Compañía Administradora del mercado mayorista Eléctrico (RA).2005.
- [4] L Diez & J Mascareñas Ingeniería Financiera. Mc Graw Hill 2da ed.1996.
- [5] E.U. Energy and Transport in Figures. European Commission 2004
- [6] Revista Gas Turbine World. Año 2004.
- [7] A Marmolejo, S Williams The Argentina Power Book..1994Kleinwort Benson Ltd.
- [8] Dragma Pilipovic Energy Risk Mc Graw Hill 1997

- [9] Ing Manuel Terzanos Pinto Illustrating the Effect of the Argentina Peso Devaluation on a Thermoelectric Generator Using the Markov Chain and Montecarlo Simulation, Area Regulatoria –Departamento de Electrotecnia FIUBA V Congreso Latinoamericano de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica Nov 2003.
- [10] - Marei,M.; El-Saadany E.; Salama M.;Flexible Distributed Generation IEEE July 2002
- [11] - Hird C.;M. ;Leite H.; Jenkins N.; Li H. Network Voltage controlled for distributed Generation IEEE 2004 proceeding online no 20040083
- [12] - Dercle D.; Gauthier L.; Gelineau H. ;Methods And Tools For Generation Facilities Connection Studies And Development Planning Studies On Medium Voltage Network CIDEL 2002 France 4.5.21
- [13] – Turvey R.; Anderson D.; Electricity Economics. The World Bank The Johns Hopkins University press
- [14] – N Jenkins (UMISIT, UK).; Dispersed Generation Tutorial Notes. June 20 th ,2001
- [15] J. Infante; F. Lecaros; J. Schaefer; C Velez. Análisis de Costos marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua.- Banco Interamericano de Desarrollo. Editor Ives Albouyry
- [16] – Marmolejo A.; Williams S.; The Argentine power Book Keinwort Benson Limited. UK.
- [17] – Rodriguez R.C.; Mokate K.M. ; Evaluación Económica y Social de proyectos de Inversión Ed. Uniandes Colombia 1998.
- [18] - Dercle D.; Gauthier L.; Gelineau H. ;Methods And Tools For Generation Facilities Connection Studies And Development Planning Studies On Medium Voltage Network CIDEL 2002 France 4.5.21
- [19] - CONAUE Generación Distribuida Energía de Calidad Marzo 2004.
- [20] - Ault G.; McDonald,J.; Burt, G.; Strategic Analysis framework For evaluating Distributed generation and Utility Strategies IEE Proceeding vol 150 July 2003.
- [21] - So, C.W. ; Li, K.K. ; Protection Relay Coordination on Ring-Fed Distribution Network With Distributed Generation; IEEE Power eng Society Summer Meeting Vol 3 Oct 2002
- [22] – Isabel Ferraris , Carlos Labriola Assessment and Control of Risk Within renewable Energy Systems Universidad del Comahue VI Congreso Latinoamericano de Geración, Transmision y Distribucion ISBN 85-903471-2-5 2005 Argentina
- [23] – C. Rocha Romero Constructive heuristic Algorithms in structure Branch and Bound of Expansion of System Transmisión VI Congreso Latinoamericano de Geración, Transmision y Distribucion ISBN 85-903471-2-5 2005 Argentina
- [22] Fuentes Propias.
- Bibliografía Complementaria:**
- [23] D. GROSS Sistemas Eléctricos de Potencia
- [24] J.V.LANDA.(Tomos 1, 2, y 3) Redes Eléctricas
- [25] O.I.ELGERD.Electric Energy Systems Theory
- [26] J.R.NEUESNSWANDER. Modern Power Systems
- [27] F.CAHEN Electrotechnique.
- [28] W.D.STEVENSON Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia
- [29] ENEL (Noviembre/75)La Pianificazione dei Sistemi Elettrichi
- [30] G.STAGG, H.EL ABIAD Computer Methods in Power System Analysis.

Agradecimientos

El autor agradece a los integrantes del Proyecto I001 y al Departamento de Electrotecnia de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

CV del Autor

Carlos H. Salzman, es Ingeniero Electromecánico Orientación Electricidad, egresado de la Universidad de Buenos Aires (1969).

Becado en 1969 se capacitó en Electricité de France y en SOFRELEC-SOGEI en Francia en áreas tecnológicas. En 1991 fue seleccionado para capacitarse en Estados Unidos en el desarrollo de temas de management, regulatorios y tarifarios referidos a las "Utilities"

Ha realizado trabajos de ingeniería de proyectos en las empresas: SEGBA, CIAE, CASA, DUCILO (DU PONT), y TECHINT.

En TECHINT fue Jefe de Proyectos Eléctricos

Se desempeña como Consultor de la Dirección de Empresas y trabajó en proyectos de envergadura, algunos como Director de Proyecto. Ha participado de la modernización y regulación del sector eléctrico de Argentina, Ecuador, Perú, El Salvador, Brasil, Chile, Paraguay República Dominicana y Bolivia, para las firmas: TECNOLATINA, ORGANIZACIÓN LEVIN, SIEMENS POWER VENTURES, SKODAEXPORT

Ha sido miembro de la Comisión Directiva de la Asociación Electrotécnica Argentina y Director de la Revista Electrotécnica.

En el Ámbito Académico alcanzó la máxima categoría: Profesor Titular Ordinario (por concurso público en 1985, 1988 y 1991), en la Universidad de Buenos Aires. Es también Profesor Titular en la Universidad de Belgrano. y fue durante 30 años Profesor en la Universidad Tecnológica Nacional. Ha dictado cursos de postgrado en convenio con el Instituto Balseiro de la CONEA. Se desempeña como investigador UBASyT semiexclusivo

Actualmente es Director del Departamento de Electrotecnia de la Universidad de Buenos Aires y es responsable de convenios con el BID, Banco Mundial, Unión Europea, Universidades y varios centros de Investigación. Es el representante de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires en el Comité Nacional Estratégico de Normalización Eléctrica.

Es Consejero Directivo electo por el claustro de profesores

Registra más de 25 publicaciones con referato. Ha participado y presentado trabajos en congresos y seminarios de su especialidad