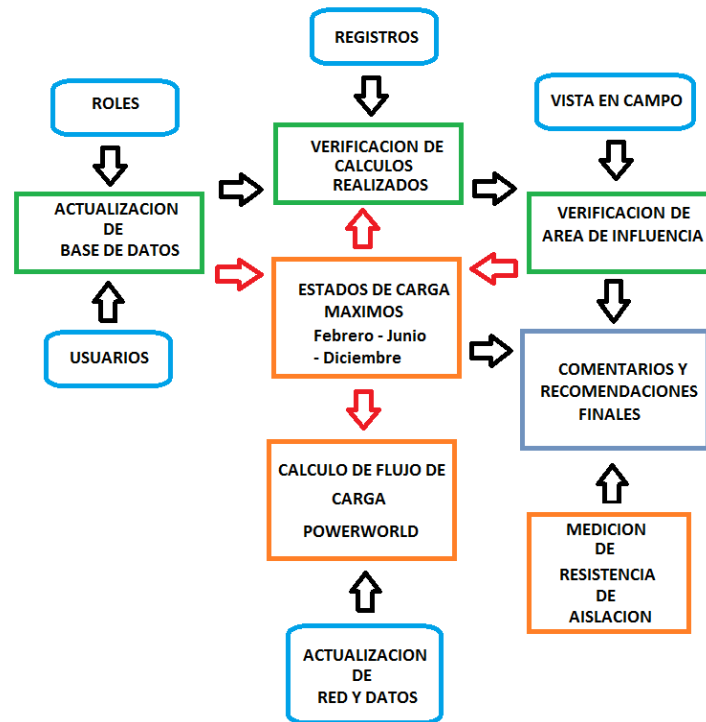


# MODELACIÓN, ANÁLISIS Y ENSAYO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 0,22 KV, 0,38 KV Y 13,2 KV



*Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo*

*Esp. Ing. Sarroca Esteban*

*Mg. Ing. Argañaraz Félix Daniel*

*Mg. Ing. José Antonio Cabana*

*Ing. Karam Claudio*

*Ing. Sosa Gonzalo*

*Ing. Romero Yolando Rafael*

Fundación SUYAY  
La Rioja



Modelación, análisis y ensayo de un sistema eléctrico de potencia en 0,22 Kv, 0,38 Kv y 13,2 Kv / Federico Gabriel Camargo ... [et al.]. - 1a ed - La Rioja : Suyay, 2023.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: online

ISBN 978-987-82832-5-8

1. Ingeniería Eléctrica. 2. Redes Eléctricas. I. Camargo, Federico Gabriel

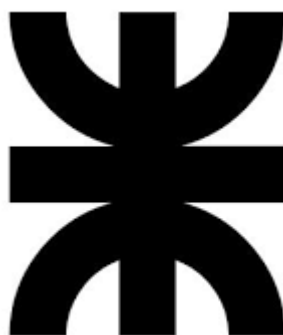
CDD 621.3

ISBN 978-987-82832-5-8



Fundación SUYAY  
La Rioja





**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL**

**FACULTAD REGIONAL DE LA RIOJA**

*Grupo de Actividades Tecnológicas y Energías Renovables (GATYER)*

**" MODELACIÓN, ANÁLISIS Y ENSAYO DE UN SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 0,22 KV, 0,38 KV Y 13,2 KV"**

*por*

*Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo*

*Esp. Ing. Sarroca Esteban*

*Mg. Ing. Argañaraz Félix Daniel*

*Mg. Ing. José Antonio Cabana*

*Ing. Karam Claudio*

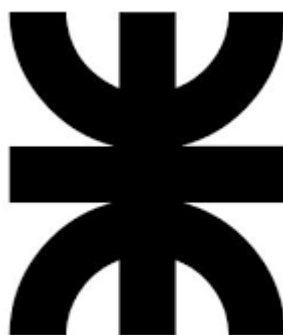
*Ing. Sosa Gonzalo*

*Ing. Romero Yolando Rafael*

La Rioja, Argentina

Abril 2023





**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL**

**FACULTAD REGIONAL DE LA RIOJA**

*Grupo de Actividades Tecnológicas y Energías Renovables (GATYER)*

**" MODELACIÓN, ANÁLISIS Y ENSAYO DE UN SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 0,22 KV, 0,38 KV Y 13,2 KV"**

*por*

*Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo*

*Esp. Ing. Sarroca Esteban*

*Mg. Ing. Argañaraz Félix Daniel*

*Mg. Ing. José Antonio Cabana*

*Ing. Karam Claudio*

*Ing. Sosa Gonzalo*

*Ing. Romero Yolando Rafael*

La Rioja, Argentina

Abril 2023



## **Agradecimientos**

Deseamos agradecer en primer lugar a la Facultad Regional de La Rioja (FRLR) que posibilitó la publicación de este libro y a la Facultad Regional de La Rioja Concepción del Uruguay (FRCU) que permitieron el análisis de estas clases.

Asimismo, agradecemos a mis compañeros del *Grupo de Actividades Tecnológicas Y de Energías Renovables* (GATYER) por el intercambio de consejos, ideas y proyectos.

Este trabajo no sería posible sin el apoyo familiar y de amigos, sin el cual no tendría la fuerza y energía para crecer como persona y como profesional. Por eso, gracias a nuestros familiares. También, gracias a todos mis amigos, por el gran apoyo ofrecido, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo y esta profesión.

Faltarían páginas para seguir agradeciendo, así que simplemente, gracias.





## RESUMEN

La reforma en la industria eléctrica en las últimas tres décadas, ha implicado una transformación sustancial respecto de su tradicional esquema, verticalmente integrado. Las leyes de emergencia económica (ley Nro.23697/97) y de reforma del estado (ley 23.696/89) permitieron la participación del capital privado para realizar las inversiones que el estado nacional o provincial no podían afrontar. La ley 24.065 estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

En primer lugar, se busca la separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado. Se concibieron segmentos funcionalmente independientes (generación, transmisión y distribución-comercialización), vinculados a entornos de negocios en los que intentan establecerse condiciones de mercado.

En segundo lugar, en aquellos segmentos donde puede tener lugar, se plantea un marco de competencia mediante la participación de múltiples agentes oferentes de servicios. En los que no, se aplica regulación, soportada en diferentes mecanismos. Se busca alentar inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.

En tercer lugar, se busca garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución. Adicionalmente, se busca proteger los derechos de los usuarios, regulando las actividades del transporte y distribución. Se busca asegurar que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.

El presente libro “Modelación, análisis y ensayo de un sistema eléctrico de potencia en 0,22 kV, 0,38 kV Y 13,2 kV” se realiza un análisis de un sistema eléctrico de potencia de la provincia de San Juan, que es similar al sistema de potencia de La Rioja.

Se analizan tres sistemas de distribución con distintos tipos de grados de electrificación correspondientes a una zona céntrica, semicéntrica. De esta forma se compararon los funcionamientos de los mismos y determinaron las zonas críticas de acuerdo a los registros actuales y la tendencia de los crecimientos de los mismos, determinando de esta forma las futuras inversiones necesarias.

Las tareas realizadas corresponden a los siguientes puntos:

- Realizar un análisis extensivo de los datos proporcionados por la empresa con el fin de definir un plan de mantenimiento de los transformadores que resulten del análisis estadístico que se realizara.
- Desarrollo de procedimientos de medición de resistencia de aislación a fin de verificar el estado de aptitud dieléctrica del transformador.
- Actualización de base de datos de puesto de transformación y su correspondiente área de influencia de usuarios.
- Utilización del programa de cálculo de flujo en media tensión “PWRWORLD”, para determinar los estados de carga para tres (3) épocas del año (Junio, diciembre y febrero) y para los años 2008, 2009 y 2010, de cada puesto de transformación.
- Identificación y orden de prioridad de mantenimiento de transformadores del parque de empresa distribuidora de energía eléctrica.

De esta forma, se realiza un análisis completo, con el fin de determinar y optimizar la calidad energética y ambiental, mejorando la calidad de servicio de los usuarios, dentro del servicio de distribución, que corresponde a un monopolio natural no disputable y, por lo tanto, sometido a regulación y penalización.

ÍNDICE

<b>DATOS INSTITUCIONALES DE EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....</b>	<b>4</b>
<i>Datos físicos.....</i>	5
<i>Régimen Tarifario.....</i>	6
<i>Usuarios Conectados.....</i>	7
<i>Organigrama de la Empresa.....</i>	8
<b>PLAN DE TRABAJO.....</b>	<b>10</b>
<b>MEMORIA TÉCNICA.....</b>	<b>11</b>
<i>Datos provistos por la empresa.....</i>	11
<i>Esquema de labores.....</i>	13
<b>ACTUALIZACION DE BASE DE DATOS .....</b>	<b>14</b>
<b>CALCULO DE POTENCIAS MÁXIMAS SIMULTÁNEAS.....</b>	<b>14</b>
<b>VERIFICACION DE CALCULOS REALIZADOS.....</b>	<b>16</b>
<i>Análisis de los Registros.....</i>	16
<i>Análisis de los Aéreas de Influencia.....</i>	17
Zona urbana.....	18
Zona rural.....	19
Setas 24, 26, 27, 2935.....	20
Setas 570, 560, 1951, 2396.....	22
Seta 66, 49, 50.....	24
<b>SIMULACION CON EL PROGRAMA POWERWORLD.....</b>	<b>25</b>

<i>Método de cálculo.....</i>	25
<i>Actualización de Líneas y Nodos.....</i>	26
<i>Enumeración de Setas y tramos actualizados.....</i>	29
<i>Resultados.....</i>	32
<b>MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLACION.....</b>	<b>36</b>
<i>Generalidades.....</i>	36
<i>Definiciones.....</i>	37
<i>Ensayo de medición de Resistencia de Aislación.....</i>	39
Ensayo de Absorción Dieléctrica.....	40
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>48</b>
<b>CONCLUSIONES Y AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>49</b>
<i>Conclusiones.....</i>	49
<i>Agradecimientos.....</i>	49

## 1 INTRODUCCIÓN

Uno de los pilares de la ingeniería ha sido el abastecimiento de energía eléctrica a los usuarios, insumo imprescindible para mantener la calidad de vida de las personas y la producción de cualquier insumo. La energía eléctrica se ha convertido hoy en día en los países desarrollados en una forma de energía imprescindible y con infinidad de usos, debido a su gran versatilidad y controlabilidad, a la inmediatez en su utilización y a la limpieza en el punto de consumo. Actualmente, el almacenamiento de la energía eléctrica es muy difícil o no viable económicamente, debe producirse y transportarse en el mismo momento en que es consumida. Algunos emplazamientos utilizan centrales de bombeo que intercambian energía con la red o almacenan energía proveniente de parques eólicos, aunque requieren condiciones geográficas para ser realizados. Su transporte no se puede dirigir por caminos específicos, sino que la energía eléctrica fluye por las líneas u otras instalaciones de acuerdo a unas leyes concretas de la física. Dichas leyes imponen además una estrecha interdependencia entre las distintas vías de transporte de forma que cualquier perturbación en una línea u equipo de transporte provoca efectos colaterales significativos e inmediatos en los demás caminos alternativos. La electricidad “se inyecta” en la red o “se extrae” de la red en múltiples puntos, pero no es posible establecer una relación bilateral entre lo inyectado en un punto y lo extraído en otro. Esto dificulta la obtención de precios a los usuarios o los cargos de acceso a los generadores. El enorme desarrollo del consumo eléctrico, las fuertes economías de escala en la producción de electricidad y el aumento de la capacidad de transmisión de las líneas a tensiones elevadas propiciaron el desarrollo de la red de transporte para conectar los sistemas aislados, dando lugar a verdaderos sistemas nacionales. Las características especiales de la electricidad hacen que su suministro sea considerado un servicio público en la mayoría de los países, propiciando la intervención del estado para garantizar una calidad y precios razonables. La fuerte capacidad de interconexión de la red de transporte, permite que generadores situados en cualquier nudo de la red puedan competir entre sí por suministrar electricidad en cualquier otro nudo de la red.

La reforma en la industria eléctrica en las últimas tres décadas, ha implicado una transformación sustancial respecto de su tradicional esquema, verticalmente integrado. Las leyes de **emergencia económica** (ley Nro.23697/97) y de **reforma del estado** (ley 23.696/89) permitieron la participación del capital privado para realizar

las inversiones que el estado nacional o provincial no podían afrontar. La ley 24.065 estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

En primer lugar, se busca la separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado. Se concibieron segmentos funcionalmente independientes (generación, transmisión y distribución-comercialización), vinculados a entornos de negocios en los que intentan establecerse condiciones de mercado.

En segundo lugar, en aquellos segmentos donde puede tener lugar, se plantea un marco de competencia mediante la participación de múltiples agentes oferentes de servicios. En los que no, se aplica regulación, soportada en diferentes mecanismos. Se busca alentar inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.

En tercer lugar, se busca garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución. Adicionalmente, se busca proteger los derechos de los usuarios, regulando las actividades del transporte y distribución. Se busca asegurar que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.

Sin entrar en profundidad en las teorías económicas, y en relación a los modelos de optimización, se introducen otros conceptos fundamentales en la economía. Se habla de **mercado eléctrico** ya que existen un conjunto de transacciones de procesos o intercambio de bienes o servicios entre individuos (energía eléctrica). El **costo económico total** asociado a ese bien puede definirse como el agregado del valor de todos los recursos indispensables para su producción, evaluados en función de su **costo social de oportunidad**. Esta definición exhibe dos dificultades básicas para su instrumentación práctica:

- a) La forma de determinar cuáles son los recursos indispensables para un determinado nivel de producción, resaltando aspectos ligados a la **eficiencia productiva**.
- b) La posibilidad de establecer el costo social de oportunidad de tales recursos, resaltando aspectos vinculados a la **eficiencia asignativa**.

En términos simples, un costo de oportunidad se refiere al “costo de la mejor alternativa no aprovechada”. El **principio de escasez** que rige a la economía, impone que los recursos destinados a cierto tipo de producción, no pueden serlo a otro. De este modo se “desaprovecha una oportunidad” al preferir una alternativa (**objetivo de**

**optimización**) sobre otras. En la alternativa de producción elegida, el costo de los recursos escasos debe reflejar esta situación, evaluando el valor de los mismos como si se destinasen a la mejor alternativa dejada de lado. Tal cuestión se relaciona estrechamente con el conocimiento de una **función social de bienestar** y con la dotación del conjunto de recursos requeridos para la producción, supuesta cierta tecnología. En la mayoría de los modelos de optimización este concepto se modela mediante los llamados **multiplicadores de Lagrange**. En este paradigma se habla comúnmente del **costo marginal**, que es el aumento en el costo total que implica incrementar en una unidad la cantidad producida. Si un objetivo representa el costo económico y el segundo objetivo representa algún **atributo no monetizable** ( $CO_2$  por ejemplo), entonces el costo social de oportunidad se asocia al sobre costo incurrido por haber incrementado las emisiones. Por atributo no monetizable se entiende a aquellos objetivos que no pueden ser traducidos a un costo económico al tener una valoración subjetiva y no existir un mercado para el mismo. Entonces, este costo social de oportunidad asociado puede verse como un costo marginal si se admite que dicho atributo fuera un bien de producción. Todos estos elementos constituyen condiciones "dadas" para la **optimalidad paretiana** en el seno del **paradigma marginalista**, dentro de la teoría económica neoclásica. La optimalidad paretiana significa que es tecnológicamente imposible mejorar en un objetivo buscado, sin empeorar en al menos otro de los objetivos.

El concepto de **valor agregado** también denominado valor añadido se refiere al valor adicional que adquieren los bienes y servicios al ser transformados durante el proceso productivo. En otras palabras, es el valor económico adicionado en las materias primas utilizadas en un determinado proceso productivo. Las tarifas establecidas en el marco regulatorio, están conformadas por dos términos. En primer lugar, uno representativo de los costos de adquisición en el MEM. En segundo lugar, otro representativo del Costo Propio de Distribución (CPD). EL CPD corresponde al **costo marginal** o económico de las redes, más los costos de operación/mantenimiento de las redes y gastos de comercialización. Los segmentos de generación constituyen mercados disputables, es decir hay libre entrada y salida del mismo para los participantes. Sin embargo en la ley 24.065/91, Res ENRE N° 195, se contempla el cobro de un peaje o **cargo de acceso** para el ingreso de los mismos a los sistemas de distribución. También en esta reglamentación se contempla negar éste acceso o restringirlo demostrando la no existencia de capacidad, contemplando un régimen remuneratorio. Este valor

significa conceptualmente el costo de peaje que debe abonar el segmento de generación por el solo hecho de utilizar la red de distribución.

La determinación de las tarifas se encuentran discutidas en el estado del arte, proponiendo el uso de **costos medios**, **costos marginales**, o **mecanismos de regulación de precios**. Cada una de estas metodologías posee ventajas y desventajas respecto a la satisfacción de los criterios de eficiencia y equidad. La regulación estatal a través de mecanismos regulatorios, puede ser agrupada en **regulación por costos** y **regulación por incentivos**. A los métodos de regulación basados en costos se les conoce como **métodos con incentivos de bajo poder**, pues le permiten a la empresa recuperar sus costos sea cual sea su desempeño (eficiente o ineficiente). En los métodos de regulación por incentivos se les conoce como **métodos con incentivos de alto poder**, pues disocian a los precios regulados con la evolución de los costos de la empresa regulada, permitiéndole a esta última aprovecharse de cualquier mejora en eficiencia que ella logre. El **mecanismo de regulación por costos** comprende lo que se conoce como regulación de la tasa de retorno (*Rate of Return o Cost-Plus*). En este método regulatorio se realizan la determinación de la tarifa en tres pasos:

- a) La empresa determina en forma detallada sus costos y esta información en donde se encuentra la tasa de retorno, es entregada al ente regulador. Esta primera estimación de la tasa justa de retorno es asignada de bajo valor por la empresa debido a lo cual esta requiere que los precios sean elevados por el ente regulador. Generalmente el ente regulador juzga elevada la tasa de retorno solicitada y por lo tanto no aumenta los precios de acuerdo a lo solicitado por la empresa.
- b) Una comisión de expertos recalcula la tasa de retorno justa de acuerdo a la información que disponen. Generalmente se conoce las elasticidades de la demanda del mercado eléctrico, por lo que finalmente los precios cambian para garantizar una nueva tasa de retorno.
- c) Los precios son asignados y permanecen fijos hasta una nueva revisión tarifaria. Durante este intervalo de tiempo la empresa debe ser efectiva en la asignación de costos. La determinación anual de precios beneficia a la empresa en cuanto, le permite actualizar cada año el precio regulado o tarifa y de esta forma cubrir sus costos.

El **mecanismo de regulación por incentivos** contiene varios métodos de tarifación que se mencionan a continuación.



**Regulación por Precios Tope** (*Price Cap Regulation*). Consiste en fijar un precio máximo en el servicio que brinda la empresa, con esto aumenta el incentivo de incrementar su tasa de ganancia como consecuencia de reducir costos. Es decir, al mantener un precio fijo la rentabilidad de la empresa es función de una reducción de costos. Esto representa un incentivo en la minimización de costo mediante una eficiencia asignativa de los mismos. El principal riesgo que asume la empresa distribuidora del servicio eléctrico es el desbalance al que está expuesto ante aumentos imprevistos en los costos o variaciones negativas en la demanda. Este es el mecanismo más frecuentemente utilizado en la Argentina.

**Regulación por Precios Ramsey.** Este método es aplicable a un monopolio natural multiproducto, los precios Ramsey se definen como precios lineales que satisfacen la restricción de ingresos totales iguales a los costos totales que minimizan las pérdidas de bienestar. El hecho de que los precios sean lineales implica que se establece un precio distinto para cada producto, con esto se descarta el establecimiento de tarifas múltiples.

**Regulación por Comparación** (*Yardstick competition*). Consiste en obtener información sobre los parámetros relevantes mediante la observación de otras empresas similares tecnológicamente para inferir de ellas los costos a ser aplicados en la regulación tarifaria de la empresa que se regula. Para que esta comparación tenga algún valor es necesario que no exista colusión entre las empresas ni tipo alguno de integración horizontal.

**Regulación basada en el desempeño de una empresa modelo eficiente.** Consiste en realizar comparaciones de desempeño de la empresa regulada con respecto a otra empresa ficticia de la cual se la reconoce como empresa modelo eficiente. Con esta metodología se define a una empresa modelo por cada sector típico. Esta empresa modelo se crea sin considerar los activos preexistentes en el negocio y suponiendo la no existencia de esta en el mercado. Esto quiere decir que solo utiliza los activos necesarios para prestar el servicio de manera eficiente. Adicionalmente se estipula un plan de desarrollo de las inversiones de la empresa.

El crecimiento sostenido de emisiones de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) hacia la atmósfera provocaría cambios climáticos irreversibles. La concentración atmosférica de  $CO_2$  máxima admitida es de 450 ppm, cuya violación supone un incremento de temperatura terrestre de dos grados centígrados por efecto invernadero, situación en la cual el daño ocasionado a los ecosistemas se considera irreversible. En segundo

lugar, nos encontramos en el cenit de la producción de hidrocarburos, principal recurso no renovable, que, de no encontrarse un sustituto viable, supondría una crisis energética importante para las generaciones futuras.

Del conjunto de metodologías disponibles en el estado del arte, la mejora de la Eficiencia Energética es la que mayor impacto supone en este contexto. Esto implica mejoras progresivas en las tecnologías de fabricación, uso eficiente de los recursos (principalmente de los recursos escasos o contaminantes) garantizar la mayor vida útil posible y mejoras en las eficiencias. Adicionalmente, se ha introducido en el debate del sector energético, en general, y en el vinculado al abastecimiento eléctrico, en particular, la problemática vinculada a la sustentabilidad energético/ambiental. Específicamente, relacionada con el empleo de tecnologías que permitan un proceso de sustitución de fuentes primarias de energía no renovables por fuentes primarias de energía renovables, con el fin de mitigar las emisiones de  $CO_2$ . Del conjunto de tecnologías observables en el estado del arte, capaces de propiciar el logro de este objetivo, la denominada **eficiencia energética** exhibe, en prospectiva de mediano plazo, el mayor impacto positivo, seguida de la explotación de ciertas fuentes primarias de energías renovables (hidráulica, eólica y solar fotovoltaica, predominantemente y dependiendo de cada país y región). La **eficiencia energética**, concebida en este contexto, se entiende como 'del lado de la demanda'; supone un cambio de paradigma en los hábitos de consumo de los usuarios del servicio eléctrico, así como la introducción permanente de mejoras tecnológicas que aumenten la eficiencia de los equipos y aparatos electrodomésticos.

La presente propuesta busca propiciar la **eficiencia energética desde el lado de la oferta**, por medio de una metodología que permita la optimización y seguimiento del **Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE)**. Se plantea un **modelo de incentivos** para la incorporación de generación renovable bajo la forma de generación distribuida así como la explotación óptima de las redes eléctricas de distribución. En este contexto, el enfoque del control regulatorio propuesto responde a tres razones fundamentales:

- a) La inercia inherente al cambio cultural que supone la *eficiencia energética del lado de la demanda*.
- b) Los bajos índices de calidad técnica debido a la falta de inversión, herramientas que garanticen la simetría de información entre el regulador y la empresa distribuidora. En el mercado eléctrico, dada la característica de monopolio natural de

los SDEE, este aspecto constituye el problema central en la *teoría económica de regulación*.

c) En la medida que la sustentabilidad energético/ambiental del SDEE lo permita y se disponga de ellas, la necesidad de emplear fuentes primarias de energía renovable en generación distribuida, que mitiguen las emisiones de CO<sub>2</sub>.

El fondo teórico relacionado al tema de investigación es extenso en los aspectos relacionados: economía, sistemas de potencia, reglamentación ambiental, etc. El propósito principal en la ingeniería es la solución de problemas, donde el método que se utilice debe cumplir ciertos requisitos: rapidez de solución, satisfacción de los requerimientos respecto a costos, reglamentaciones respecto a impacto ambiental, normas y procedimientos estándares, etc. El cumplimiento simultáneo de estos criterios es difícil y surge de aplicar soluciones de compromiso entre ellos (**optimización**) y según las necesidades (**jerarquía**). Deben organizarse a través de categorías que presentan diversa importancia, atribuyéndose a los criterios jerarquizados diferente relevancia y valores. Surgen entonces los términos **optimización** y **jerarquización**.

En este sentido, interesa conocer la calidad de la solución obtenida y si se cumplieron los requisitos de calidad, surgiendo conceptos como **eficacia** y **eficiencia**. La **eficiencia** se refiere con la capacidad de disponer de algo o de alguien para conseguir un objeto determinado con el mínimo de recursos posible viable, es decir, es la relación entre los recursos utilizados y los logros obtenidos. La pregunta que surge es como medir la eficiencia, qué criterios se incluyen y cuales se dejan afuera. A partir de ahí se puede extender el término **eficiencia técnica, asignativa, productiva**, etc. Dentro de la eficiencia técnica interesa la **eficiencia energética**, que se define como el uso eficiente de la energía, optimizando los procesos productivos y el uso la energía. Adicionalmente, dentro de las teorías económicas surge la discusión entre **eficiencia económica** y **equidad**. Una economía es asignativamente eficiente cuando produce una combinación óptima de los productos básicos. Sin embargo, y sin considerar las fallas de mercado, este equilibrio puede ser socialmente no deseable. Por lo tanto se debe buscar la maximización del bienestar de los agentes participantes, mediante una reasignación de precios. Este concepto se refiere como **equidad**, que busca incentivar la participación de sectores, que no pueden hacerlo en el caso de eficiencia económica. De ahí surgen los distintos mecanismos de ajustes de precios, con sus ventajas y desventajas.

Los problemas de optimización emergieron a mediados del siglo XX, junto con su correspondiente colección de técnicas para su resolución. El interés en los estudios de eficiencia económica ha crecido rápidamente desde sus propuestas originales en los años cincuenta y sesenta. Esto se debe en gran parte a los desarrollos de la segunda guerra mundial, donde los recursos eran escasos y debían ser asignados eficientemente. En general, se pueden referir dos metodologías principales:

- a) Modelos econométricos.
- b) Modelos de programación matemática.

Un modelo econométrico es una representación simplificada y en símbolos matemáticos de cierto conjunto de relaciones económicas, es decir un modelo matemático referido a relaciones económicas. Las características mínimas que debe reunir un modelo teórico o económico son: representar un fenómeno económico real, hacerlo en forma simplificada y usar términos matemáticos. El **modelo de programación matemática** consiste en elegir aquel o aquellos valores de las variables de decisión pertenecientes a un espacio de búsqueda determinado, que proporcionan el mayor o menor valor de la función objetivo.

En uno de los extremos de esta jerarquía está el problema general de **programación no lineal**:

Minimizar  $f(x)$

Sujeto a

$$g_i(x) \geq 0, i = 1.., m$$

$$h_j(x) \geq 0, j = 1.., p$$

Donde  $f$ ,  $g_i$  y  $h_j$  son funciones definidas para  $x \in \mathbb{R}^n$ . El vector  $x$  contiene las *variables de decisión* del problema, y una valoración de  $x$  se conoce como solución, esto es, una asignación particular de valores para las variables. Generalmente a  $f$  se le llama *función objetivo*, y representa una medida de eficiencia para una valoración de  $x$ . De la misma manera, se le llama *restricciones* a  $g_i$  y  $h_j$ , por representar condiciones de vínculo obligatorias que los valores de  $x$  deben cumplir simultáneamente para considerarse una solución *factible*. Las técnicas para resolver este tipo de problemas son casi todas de naturaleza iterativa, y su convergencia es estudiada utilizando análisis matemático. Si  $f(x)$  corresponde a un solo objetivo a maximizar, se habla de modelos mono objetivo, frente los problemas con objetivos múltiples o multiobjetivos. De acuerdo a las restricciones del modelo  $g_i$  y  $h_j$ , se habla

de **problemas restringidos o problemas sin restricciones**. Según la continuidad de las variables, se clasifican como problemas continuos o problemas discretos. Cuando  $f$  es convexa,  $g_i$  cóncava, y  $h_j$  lineal, se tiene un problema de **programación convexa**. Este problema tiene la conveniente propiedad de que la optimidad local implica la optimidad global. Además se tienen condiciones suficientes de optimidad, las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker. Cuando  $f$ , todas las  $g_i$  y  $h_j$  son lineales, se tiene un problema de **programación lineal**. Varios cambios importantes se presentan en esta clase de problemas. Primero, cualquier problema dentro de esta clase se reduce a seleccionar una solución de un conjunto finito de posibles soluciones. Puede llamarse a esta característica **combinatoria**. El conjunto finito de soluciones candidatas es el conjunto de vértices del polítopo convexo definido por las restricciones lineales.

El algoritmo simplex de Dantzig (1947) encuentra una solución óptima para un problema de programación lineal en una cantidad finita de pasos. La estrategia del algoritmo es mejorar la función objetivo moviéndose de un punto a otro del polítopo. Con el paso de los años y las mejoras sobre el algoritmo llevaron a formas consideradas como muy eficientes. Sin embargo, también es cierto que existen problemas especialmente diseñados (análisis del peor caso) en los que completar el algoritmo simplex lleva una desagradable cantidad exponencial de iteraciones.

De acuerdo al modelo de optimización básico planteado, se habla de **modelos deterministas** cuando se conoce con exactitud los parámetros que intervienen en el modelo. En cambio, si se conoce la distribución de probabilidad de los mismos, se habla de **modelos estocásticos**. Se habla de **problemas dinámicos** cuando la variable tiempo interviene de forma explícita en el modelo, caso contrario, se habla de **problemas estáticos**. Un enfoque adicional enfatiza la siguiente clasificación propuesta por Keynes: primero hay certeza en la respuesta obtenida en un sistema dado antes de un conjunto de entradas. En segundo lugar, existe un riesgo o certeza equivalente, cuando cada elección conduce a un conjunto de posibles resultados específicos asociados con una probabilidad específica. Y en tercer lugar hay incertidumbre cuando tanto las respuestas como sus probabilidades son desconocidas, Keynes se refiere a este caso como Incertidumbre Fundamental. Entonces, la solución utilizada puede clasificarse de acuerdo con la metodología utilizada: **determinista**, **probabilística** (o estocástica) y **posibilística** (modelo difuso). En modelos

determinísticos se conoce con certeza el valor de la función objetivo y si se cumplen o no las restricciones. Por otro lado, los modelos probabilísticos o estocásticos poseen alguna aleatoriedad inherente, donde el mismo conjunto de valores de parámetros y condiciones iniciales conducirá a un conjunto de salidas diferentes con una distribución de probabilidad conocida.

El **Proceso de Análisis Jerárquico (AHP)**, desarrollado por Thomas L. Saaty está diseñado para resolver problemas complejos de criterios múltiples. El proceso requiere que quien toma las decisiones proporcione evaluaciones subjetivas respecto a la importancia relativa de cada uno de los criterios. Posteriormente, el tomador de decisiones debe especificar su preferencia con respecto a cada una de las alternativas de decisión. El resultado del *AHP* es una jerarquización con prioridades que muestran la preferencia global para cada una de las alternativas de decisión. En este sentido, y aplicado a la programación matemática difusa, Lai y Hwang distinguen tres tipos de metodologías para la resolución de problemas multiobjetivo basados en el tipo de información sobre las preferencias del decisor:

- a) Sin necesidad de información sobre las preferencias del decisor. Una vez que se han definido los objetivos y las restricciones del problema, no es necesaria información adicional por parte del decisor.
- b) Con información facilitada a priori sobre las preferencias del decisor. Se asume que los decisores tienen un conjunto de metas a alcanzar que son conocidas antes de formular el modelo correspondiente, ya sea conscientemente o inconscientemente.
- c) Esta metodología, también conocida como metodologías interactivas, requiere de una mayor participación del decisor cuyas preferencias interactúan en el proceso de resolución del problema en cada iteración, determinando una nueva solución cada vez hasta llegar a un valor aceptado.

Datos Institucionales de Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica:

El área de suministro del Departamento se caracteriza por lo siguiente:

- *Zona urbana:* Centro cabecera del Departamento y barrios aledaños.
- *Zona rural:* Zona de riego del Departamento desde el río San Juan y entre las calles divisorias con los Departamentos de 25 de Mayo (sur) y San Martín (norte).
- *Zona Vallecito:* Paraje la Difunta Correa.
- *Zona Bermejo:* Localidad de Bermejo.
- *Zona Marayes:* Localidad de Marayes y La Planta.
- *Zona Mogote Los Corralitos:* Antenas sobre Cerro Pie de Palo.

La alimentación a cada una de estas zonas se realiza a través de alguno de los tres Distribuidores de Energía que posee la empresa, y que salen desde la Estación Transformadora de San Juan, la cual está vinculada al Sistema interconectado Provincial (SIP). Estos tres distribuidores son: Santa Rosa (S.R.), San Juan Centro (C.C.) y Cooperativa (C.O.).

A continuación se presenta la vinculación de los distribuidores con las grandes áreas de consumo y localidades alejadas:

- *Zona urbana:* Distribuidor Cooperativa (90%), San Juan Centro (10%).
- *Zona rural:* Distribuidor San Juan Centro (40%) y Santa Rosa (60%).
- *Zona Vallecito:* Distribuidor Santa Rosa (S.R.).
- *Zona Bermejo:* Distribuidor Santa Rosa (S.R.).
- *Zona Marayes:* Distribuidor Santa Rosa (S.R.).

Datos Físicos de San Juan:

El departamento San Juan está ubicado al sudeste del territorio provincial. Cuenta con una superficie de 7.502 Km<sup>2</sup> y una población de 38.513 habitantes, según el Censo 2010.

La zona de riego del Departamento, zona útil para la agricultura y ganadería, es de aproximadamente 70 km<sup>2</sup>.

Las zonas alejadas como Vallecito a 33 km, Bermejo a 73 km, Marayes a 105 km y Mogote Los Corralitos a 50 km, hacen necesario contar con una extensa Red de Media Tensión, por ende existe una potencial elevada tasa de falla.

En particular, el abastecimiento a Mogote Los Corralitos se complica severamente cuando se producen tormentas y fuertes lluvias que dañan el camino.

La actividad económica principal del Departamento de San Juan es la Vitivinicultura.



### Régimen Tarifario:

El Ente Regulador de Energía Eléctrica (ENRE) define a través del contrato de concesión todas las categorías de los usuarios en las distintas revisiones tarifarias que han ocurrido sucesivamente. Estas revisiones tarifarias fueron evaluadas en función de los consumos de energía, del tipo de servicio suministrado, y de las potencias que se van a demandar.

Esta categorización tarifaria se realiza con la finalidad de definir los distintos costos asociados, como así también los distintos subsidios otorgados y se aplica a todos los usuarios de energía eléctrica abastecidos por el Servicio Público prestado por el Departamento de San Juan, hasta la finalización del contrato de concesión acordado.

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario en las siguientes categorías:

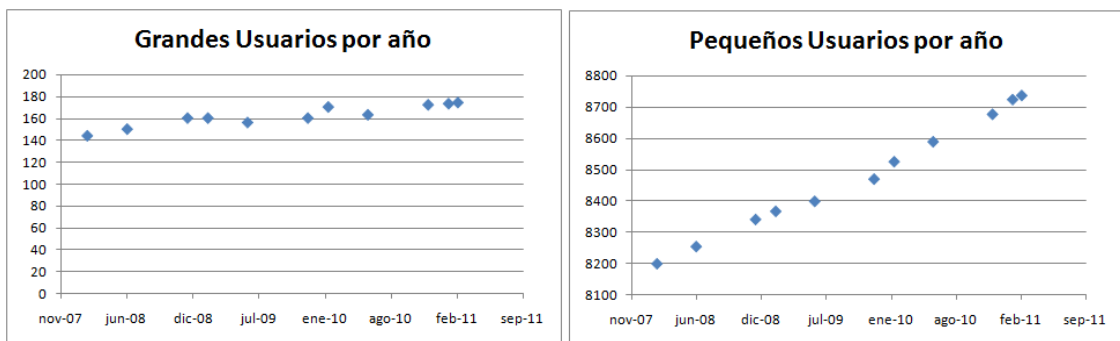
- *Usuarios de pequeñas demandas:* Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es inferior a 10 kW (kilovatios).



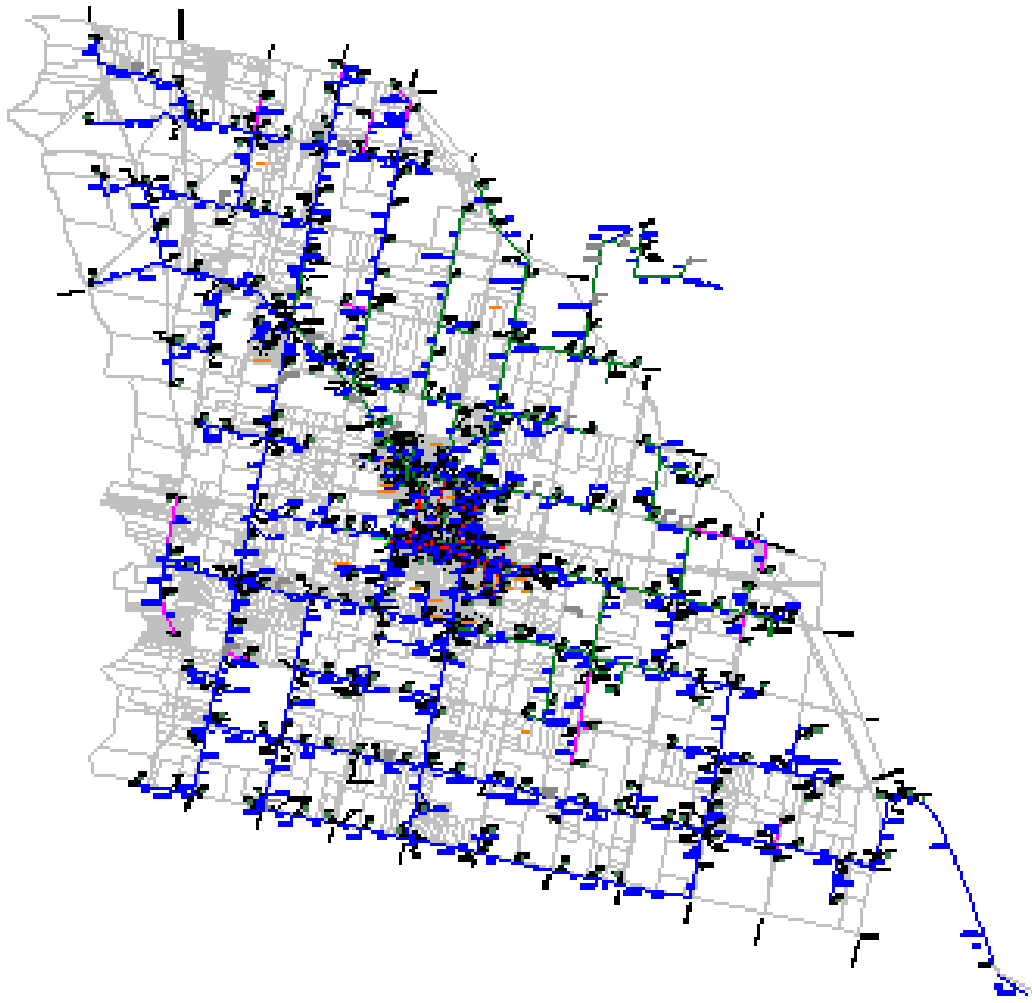
- *Usuarios de medianas demandas:* Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios).
- *Usuarios de grandes demandas:* Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW (kilovatios) o más.
- *Usuarios de pequeñas de Riego Agrícola:* Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 10 kW (kilovatios) o mas y la energía consumida está destinada exclusivamente al riego de carácter agrícola.
- *Usuarios del Servicio de Peaje:* Son aquellos agentes o participantes del Mercado Eléctrico Mayorista que, para conectarse físicamente al Sistema Argentino de Interconexión, utilizan las instalaciones de la Distribuidora.

#### Usuarios Conectados:

Se presenta a continuación la cantidad de usuarios conectados entre los años 2008 – 2011.



Los Pequeños Usuarios (P.U.) se definen como aquellos usuarios cuya potencia contratada es inferior a los 10 kw; mientras que los Grandes Usuarios (G.U.) son aquellos cuya potencia contratada supera los 10 kW.



Plan de Trabajo:

- Realizar un análisis extensivo de los datos proporcionados por la empresa con el fin de definir un plan de mantenimiento de los transformadores que resulten del análisis estadístico que se realizara.
- Desarrollo de procedimientos de medición de resistencia de aislación a fin de verificar el estado de aptitud dieléctrica del transformador.
- Actualización de base de datos de puesto de transformación y su correspondiente área de influencia de usuarios.
- Utilización del programa de cálculo de flujo en media tensión “PWRWORLD”, para determinar los estados de carga para tres (3) épocas del año (Junio, diciembre y febrero) y para los años 2008, 2009 y 2010, de cada puesto de transformación.
- Identificación y orden de prioridad de mantenimiento de transformadores del parque de empresa distribuidora de energía eléctrica.

## MEMORIA TÉCNICA:

### **1 DATOS PROVISTOS POR LA EMPRESA.**

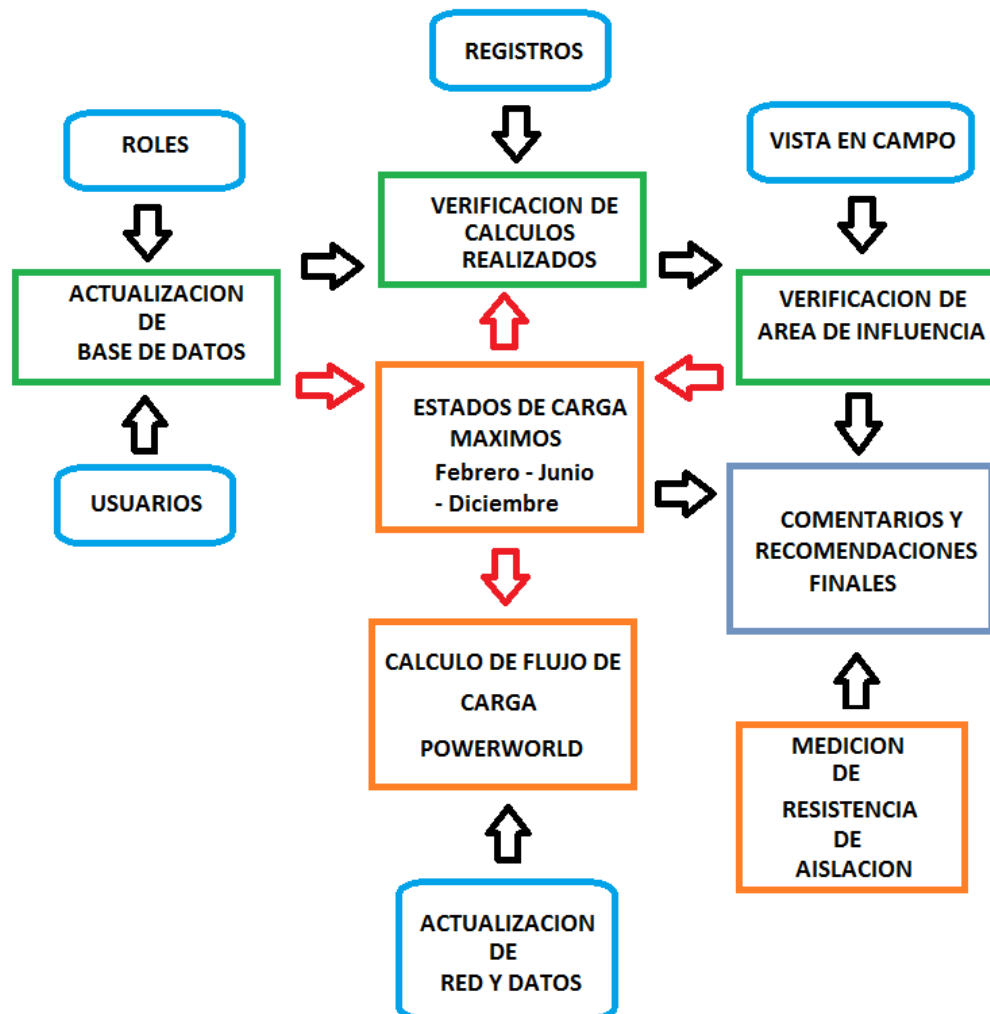
La documentación utilizada y procesada por la empresa es la siguiente:

- Documentación de transformadores:
  - o Ficha técnica de transformadores: donde se obtienen todos los datos técnicos relevantes de todos los transformadores a cargo de EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Se pueden mencionar entre ellos la potencia y tensión nominal, tipo de conexión, número y año de fabricación, etc.
  - o Datos de cada Subestación Transformadora (Seta): presenta en forma enumerada todos los puestos de transformación de la red de MT de San Juan, con información relevante como el distribuidor al cual se encuentra conectado, ubicación, y los datos técnicos del transformador.
  - o Inventario de transformadores en depósito, y fuera de servicio: son todos los transformadores que se encuentran en depósito ya sea por reserva, o limpieza de PCB, y aquellos que fueron sacados de servicio ya sea por deterioro o hurto.
  - o Puestos de transformación nuevos desde 2003 a la fecha.
- Red Media Tensión de San Juan.
- Registros de Analizadores de Red de Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica y exigidos por el EPRE.
- Nuevos usuarios desde 2010 a la fecha.
- Datos Institucionales.
- Roles de Pequeños Usuarios (PU), desde el 2008 a la fecha: Presenta la siguiente información.
  - o Rutas: Recorrido físico para la toma de estado.
  - o Folios: Planillas de datos del PU en particular.
  - o Subcuentas: Se presenta en casos particulares, cuando existen puntos de suministros múltiples.
  - o Número de Suministro: Combinación de los tres anteriores.
  - o Nombre del Usuario (PU): Identificación del titular de la cuenta, coincide con el nombre señalado en el DNI.

- Domicilio: Puede ser de suministro, lugar físico donde se realiza la toma de estado o postal, lugar al que llega la información postal. Ambos domicilios pueden ser coincidentes o no.
  - N° de Medidor: Número de identificación del medidor, el mismo viene registrado en la chapa del mismo.
  - Periodos suministro: Son mensuales y en el caso de EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, coinciden con la fecha calendario.
  - Tarifa: informa la categoría tarifaria con la que fue evaluado el PU correspondiente.
  - Consumo: Es el valor de energía eléctrica (kWh) consumida por cada PU, durante el periodo de suministro correspondiente.
- Roles de Grandes Usuarios (GU), desde el 2008 a marzo 2011: presenta la siguiente información.
- Rutas, folios, subcuentas, y número de Suministro.
  - Nombre del GU, domicilio.
  - N° de medidor, y periodo suministro (mensual).
  - Tarifa: informa la categoría tarifaria con la que fue evaluado el GU correspondiente.
  - Máximas potencias demandadas por cada GU durante el periodo de suministro en horas punta (alta demanda), valle (poca demanda) y Resto.

Existe una mayor cantidad de información en los roles, pero solo interesaron los datos mencionados.

## 2 ESQUEMA DE LABORES REALIZADAS EN LA PRÁCTICA PROFESIONAL:



Primeramente se tomó el informe con algunas áreas de influencia (que anteriormente fueron determinadas), es decir las asignaciones de los usuarios a las subestaciones transformadoras que se encuentran cargadas en el sistema.

Se aplicaron para el cálculo factores de carga y participación, cuyo valor depende del comportamiento de la demanda. Según el sector al que corresponde el usuario (Residencial, Alumbrado Público, Comercial, Riego Agrícola), tenemos un comportamiento distinto del consumo y por lo tanto distintos factores de carga y participación. Estos factores fueron obtenidos de un informe anterior y fueron aplicados como se explicará más adelante.

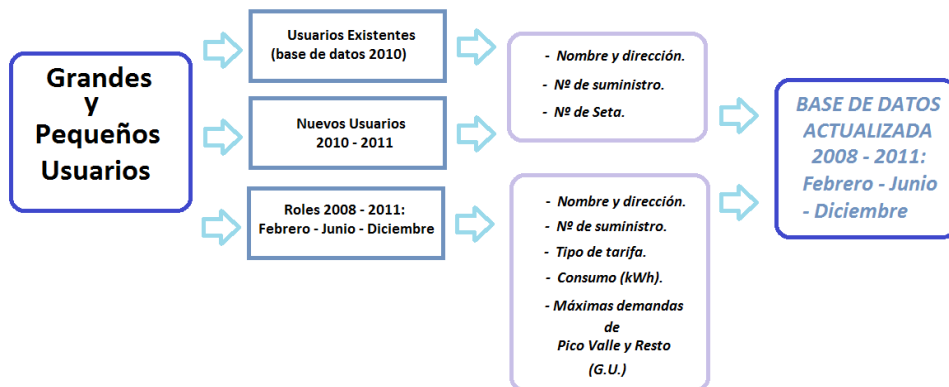
A partir de esto se calcularon las potencias máximas simultáneas de las setas correspondientes, y se verificaron los estados de carga de los transformadores, determinando cuales se encontraban mayormente sobrecargados y posteriormente verificar en el lugar si las áreas de influencia fueron correctamente tomadas.

Hechas las verificaciones de las cargas conectadas, se hicieron las recomendaciones correspondientes según la información que se encuentra disponible.

Posteriormente se hizo la simulación de la red de San Juan con los datos actualizados, y una medición de resistencia de aislación de algunos transformadores que se encontraban en el depósito.

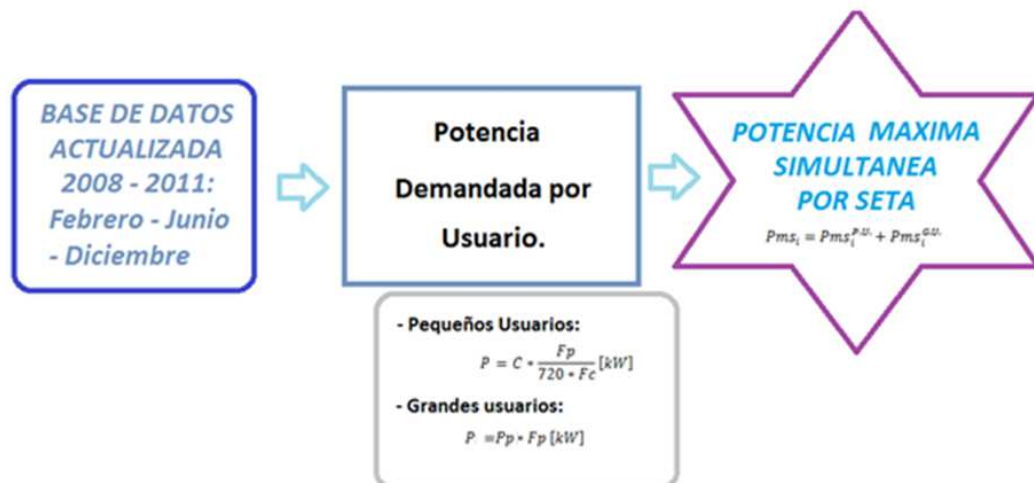
a- Actualización de base de datos de Grandes y Pequeños Usuarios:

Conociendo los nuevos usuarios conectados a la red desde el 2010 a la fecha, comencé a actualizar la base de datos de los usuarios existentes conectados a la red a cargo de EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.



b- Calculo de potencias máximas simultáneas por seta:

Una vez actualizada las bases de datos (2008 – 2011), calculé las potencias máximas simultáneas para las tres épocas el año: Febrero, Junio, Diciembre, para los años 2008, 2009, y 2010 (en el 2011 se tomo febrero y marzo).





Potencia Activa Demandada por PU (para el mes analizado):

$$P [kW] = C * \frac{Fp}{720 * Fc}$$

Donde:

- $P [kW]$ : Potencia Activa Demandada por cada PU
- $C$ : Consumo  $[kWh]$
- $Fp$ : Factor de Participación.
- $Fc$ : Factor de Carga.

Potencia Activa Demandada por GU (para el mes analizado):

$$P [kW] = Pp * Fp$$

Donde:

- $Pp$ : Máxima Potencia Demandada Activa en horas pico  $[kW]$ . En caso de ser nula, se toma la Potencia Contratada por el GU correspondiente.
- $Fp$ : Factor de Participación.

La Potencia Máxima Simultánea Activa por seta se obtiene de la siguiente manera:

$$Pms_i[kW] = \sum_{j=1}^n P_i^{P.U.} + \sum_{j=1}^m P_i^{G.U.} + Pap_i$$

Donde  $i$  es el número de seta correspondiente,  $j$  son los usuarios que están conectados a la seta  $i$ , Además  $n$  y  $m$  son los números de PU y GU (respectivamente) que están conectados a la seta analizada.

La Potencia Activa demandada por el Alumbrado Público ( $Pap_i$ ) se calcula de la siguiente manera:

- Se clasificaron las subestaciones transformadoras según la ubicación: interior (se contaron en la zona urbana y suburbana) y exterior (zona rural).
- En la planilla de P.U. se buscó el consumo de alumbrado público general de San Juan.

$$Pap_i[kW] = 0,9 * Ca.p.g.i * \frac{Sn_i}{\sum Sn_i(*)}$$

Donde:

- $Sn_i[kVA]$ : Potencia nominal del transformador correspondiente

(\*) Según el área donde la seta este ubicada.

Suponiendo un factor de potencia  $\cos \varphi = 0,85$ :

$$Qms_i[kVAr] = \text{tg } \varphi * Pms_i = 0,6 * Pms_i$$

Potencia Máxima Simultánea Aparente por Seta:

$$Sms_i[kVA] = \sqrt{Pms_i^2 + Qms_i^2}$$

Estado de carga de cada por Seta:

$$EC_i[\%] = \frac{Sms_i}{Sn_i} * 100$$

Donde:

- $Sn_i[kVA]$ : Potencia nominal del transformador correspondiente.

### 3 VERIFICACIÓN DE CÁLCULOS REALIZADOS:

#### ANÁLISIS DE LOS REGISTROS:

En primer lugar se evaluó cualitativamente los tipos de usuarios de la red de San Juan con los cuales iba a trabajar, con el fin de entender los registros, y verificar si los cálculos realizados son reales.

Vale aclarar que el consumo de energía eléctrica es variable en función del tiempo; y además; presenta distintos valores en las distintas zonas geográficas, por lo cual estos consumos se registran en diagramas de carga, que llamamos “Curvas de Carga”. En ellas podemos distinguir zonas de poca demanda llamadas “valles”, zonas de máxima demanda llamadas “picos” de carga, y zonas llamada “resto”.

Se estudiaron las curvas de registro de los pequeños usuarios analizando distintos escenarios con el fin de entender el comportamiento de los distintos usuarios conectados.

Para los PU, los factores analizados fueron el nivel económico, la disponibilidad de gas, y las épocas del año. La facilidad de acceso a la calefacción a gas de los pequeños usuarios puede influir su comportamiento de consumo en épocas de invierno, mientras que los usuarios que posean mayores dificultades de acceso utilizarán la calefacción eléctrica (en caso de ser disponible).

Esta facilidad de acceso a la calefacción a gas, puede ser influenciada por el nivel económico de los usuarios, es decir, a mayor poder adquisitivo, mayor facilidad de acceso a calefacción a gas.

#### Épocas del año:

- Verano: tenemos la influencia del aire acondicionado en el caso de los usuarios con alto poder adquisitivo (21 - 22 hs).
- Invierno: tenemos la influencia de la calefacción eléctrica (17 hs – 23 hs).

Grandes Usuarios: interesaron principalmente los siguientes:

- Viñas (riego): las labores están íntimamente relacionadas con los momentos de riego. Funcionan entre primavera y verano, que es cuando los riegos son

más necesarios (comienzo de la vegetación de los cultivos), hasta mediados de marzo (empieza la cosecha).

- Frigoríficos: desde mediados de noviembre hasta mediados de marzo existe una alta demanda proveniente de las empresas frigoríficas.
- Bodegas: a mediados de marzo empiezan a trabajar las bodegas, y las tareas que involucran son: cosecha, prensado (prensas hidráulicas), fermentación.

Una vez analizados los registros, se obtuvo la potencia activa máxima suministrada por la seta  $Pmax_i$  en cada mes, con el fin de verificar si los valores calculados son reales:

$$Pms_i[kW] \approx Pmax_i$$

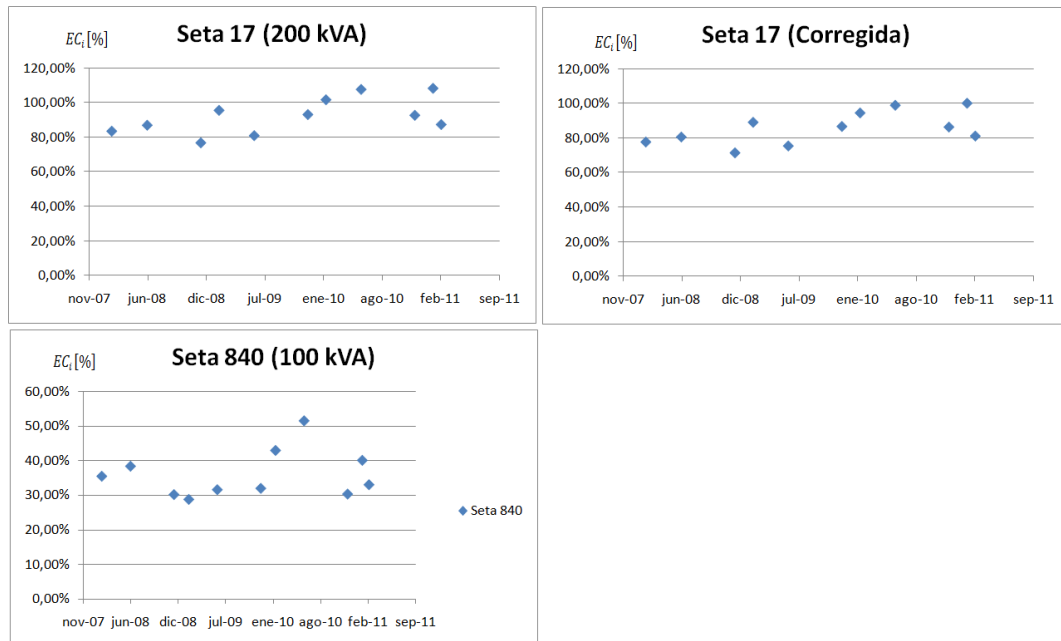
#### 4 ANÁLISIS DE ÁREAS DE INFLUENCIA:

Una vez comprobada la aproximación de los datos, se evaluó cuales puestos de transformación se encontraban trabajando en sobrecarga ( $EC_i[\%] > 100\%$ ) observando la frecuencia con que se produjeron dichas sobrecargas.

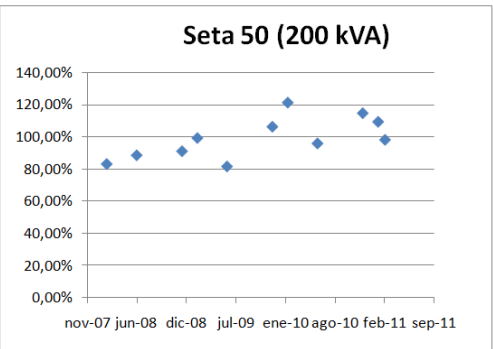
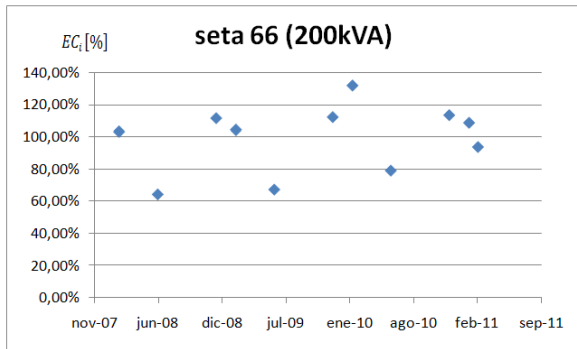
Vale aclarar se excluyeron las sobrecargas ocasionales, y además aquellas setas sobrecargadas que posteriormente fueron aliviadas.

Los resultados se presentan en las siguientes graficas:

*Zona urbana:*

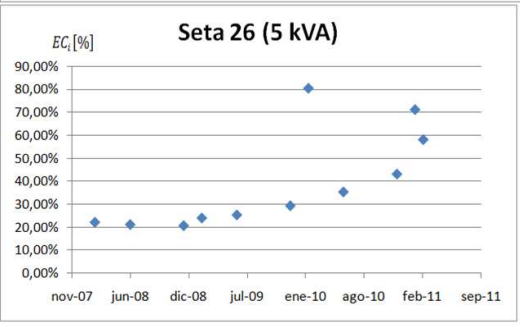
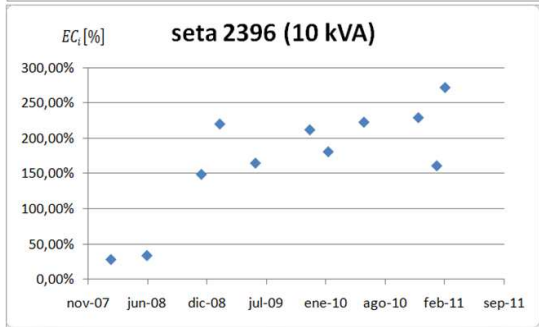
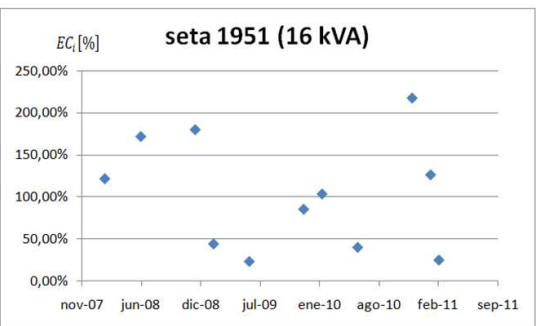
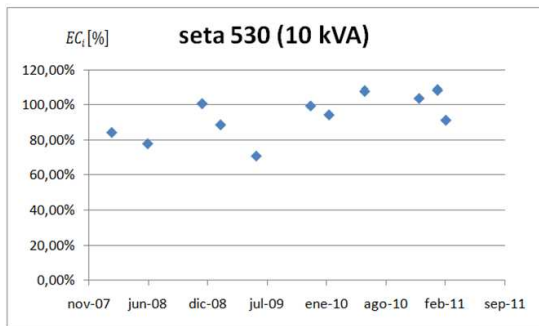


En estas subestaciones transformadoras se detectó un error de asignación, ya que se calculó que esta abasteciendo a 395 usuarios, cuando 40 de esos usuarios en realidad son abastecidos por la seta 840 (100 kVA). Al corregirse ese error, se ve que la seta 840 sigue estando poco aprovechada, por lo cual puede usarse para aliviar la carga de la seta 17.



Existen altos consumos en épocas de verano (excepto en la seta 840), y esto se debe al uso del aire acondicionado, y en la seta 840 se explica la alta demanda en invierno por el uso de calefacción eléctrica.

*Zona Rural:*

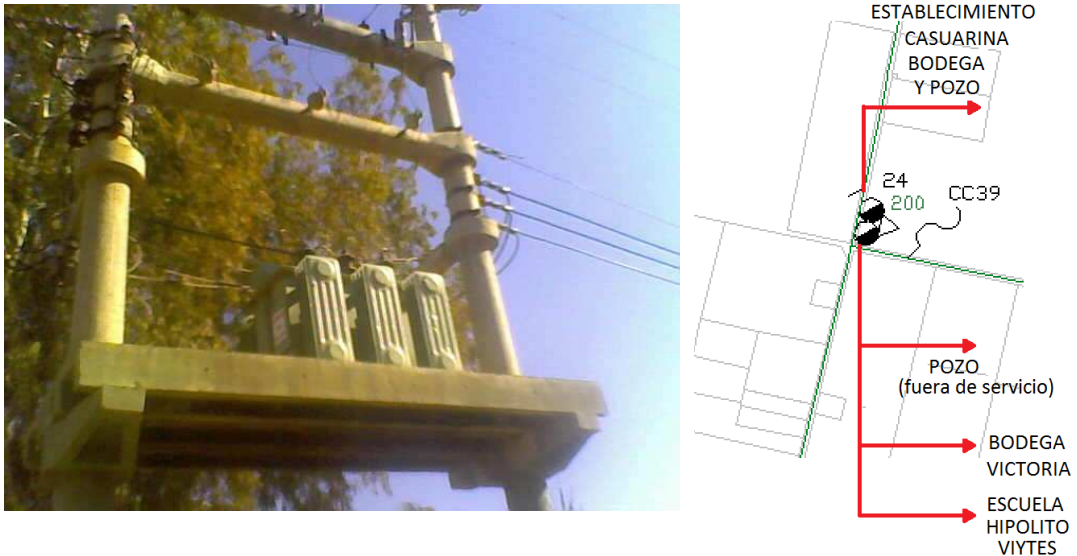


Datos técnicos de transformadores asociados a las setas.

Una vez realizado este análisis se realizó un recorrido por las distintas subestaciones transformadoras, con el fin de verificar si realmente están sobrecargadas, que usuarios están conectados y ver como pueden ser aliviadas.

## 5 SETAS 24, 26, 27, 2935:

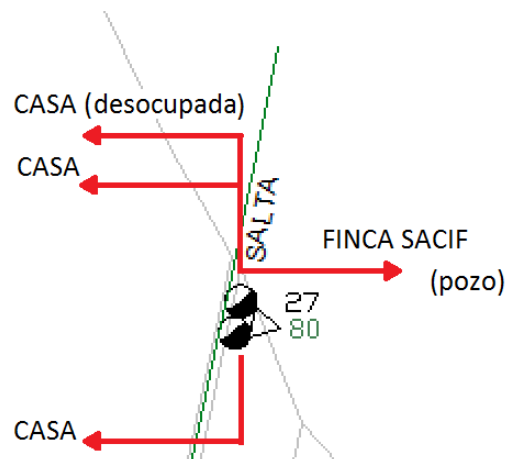
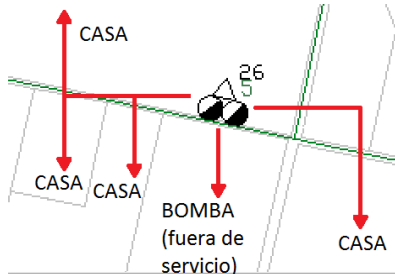
Seta 24:



Se observó que esta subestación transformadora está cargada con el “Establecimiento Casuarina”, la cual posee en sus instalaciones una bodega y un pozo, la “Bodega Victoria”, y la “Escuela Hipólito Viytes”. Esta estación transformadora tiene por lo menos 40 años de antigüedad, y se le han hecho mantenimiento varias veces, cambiando los seccionadores y el reemplazo del transformador por otros de mayor capacidad. Se observó que el transformador es reciente, ya que estaba limpio, y se escuchaba el ruido de vibración del núcleo del transformador.

Seta 26:

Esta subestación transformadora posee un transformador monofásico de 5 kVA y provee servicio monofásico a tres casas, y anteriormente suministraba servicio trifásico a un pozo, que actualmente se encuentra fuera de servicio.

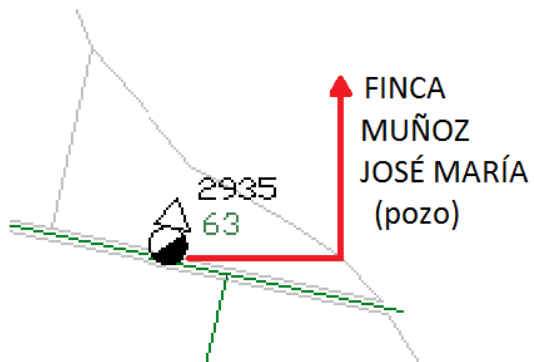


Seta 27:

Posee un transformador de 80 kVA, y abastece a la finca “Montilla SACIF” (con pozo), y además provee servicio a 2 casas (finca sin bomba). Se me informó que el puesto de transformación es antiguo, y que se le han realizado tareas de mantenimiento. También pude apreciar que uno de los bushing de alta se encuentra deteriorado (la fase S).



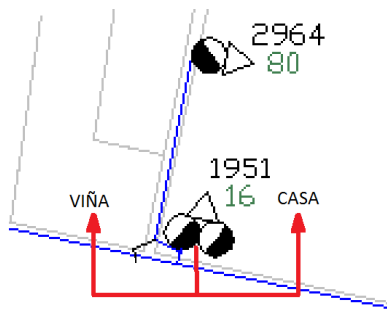
2935:



Esta estación transformadora provee servicio en Media Tensión a la finca “Muñoz José María”, la cual posee en sus instalaciones un pozo. Me comentaron que esta seta hace 1 año aproximadamente fue instalada, a excepción de la línea de Media Tensión, la cual ya estaba antes.

Setas 570, 560, 1951, 2396:

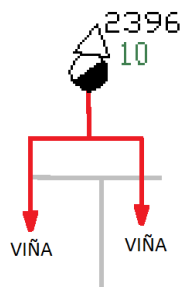
- Seta 1951:



Provee un servicio monofásico a una casa (P.U.), y un servicio trifásico a una viña (con bomba para riego), y se me informó que el transformador de esta seta fue reemplazado. Solo pudimos apreciar estos dos usuarios conectados, y como la potencia de la seta efectivamente era de 16kVA, puedo concluir que dicha seta no se encuentra sobrecargada.

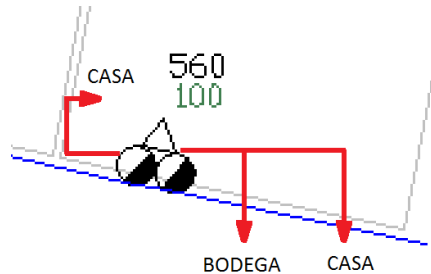
- 2396:

Posee un transformador monofásico de 10 kVA, el cual alimenta dos viñas, no observándose bombas en las instalaciones, por lo que puede concluirse que esta subestación no se encuentra sobrecargada. Dada la construcción de la seta, solo podría suministrar servicio monofásico, limitando su uso para aliviar alguna seta adyacente.



- Seta 560:

Provee servicio a dos casas, y a la Bodega y Viñedo Putenzoli y recientemente (hace un año), le colocaron unos pisos de hormigón, y le cambiaron los postes.

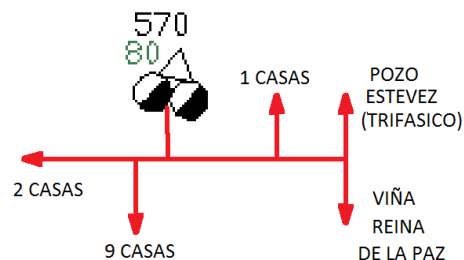


Observamos que el transformador instalado es viejo pero no considero necesario el reemplazo a corto plazo, a excepción de previsiones de aumento en la potencia contratada. Aunque si puede hacerse un control de la resistencia de aislación y/o de aceite en para no dejar sin suministro a la bodega en épocas de mayor carga. El transformador instalado es de 100 kVA, y por lo cual se concluye que esta subestación transformadora puede utilizarse para aliviar las setas adyacentes.

- Seta 570:

Esta subestación provee servicio a 13 usuarios (9 fueron conectados recientemente) con servicio monofásico y 2 con servicio trifásico:

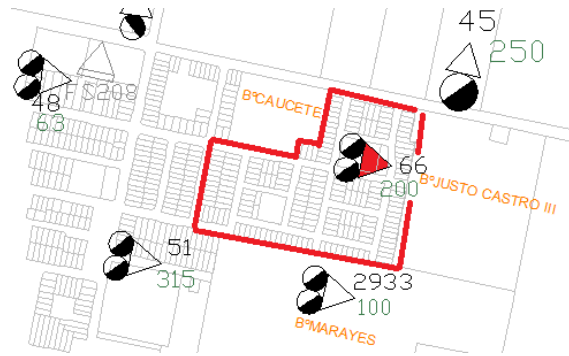
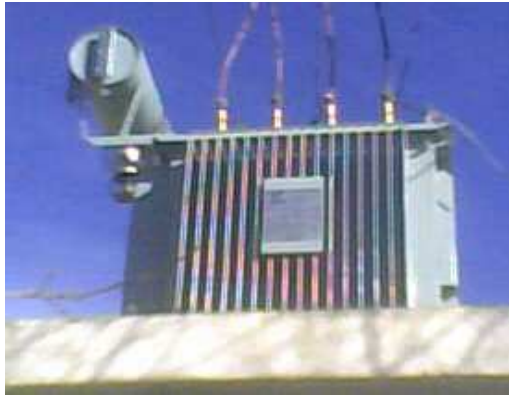
- Pozo Estévez
- Viña Reina de la Paz.



Seta 66 y 49:

Seta 66:

La seta 66 estación transformadora es reciente, y que alimenta todo el barrio Justo Castro III (solamente viviendas).



Se apreciaron 180 usuarios aproximadamente, y por lo tanto concluir que esta subestación efectivamente puede estar sobrecargada, por lo cual se recomienda que a corto plazo se le transfieran usuarios a las estaciones transformadoras 51 y 2933.

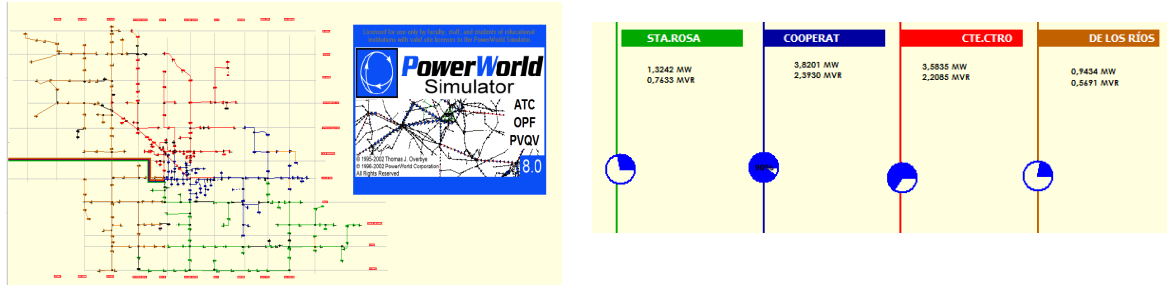
Seta 49:



Posee un transformador de 200 kVA, y esta subestación suministra energía al Barrio Área II en el cual se encuentra la “Escuela Montessori”, además esta subestación se encuentra en el lugar desde el año 77 (terremoto), y se le han hecho mantenimientos.

c- Simulación con el Programa PWRWORLD:

Una vez actualizada la base de datos, y calculadas las potencias máximas simultaneas para todos los estados de carga máximos, se procedió utilizar el programa de cálculo de flujo en media tensión PowerWorld.

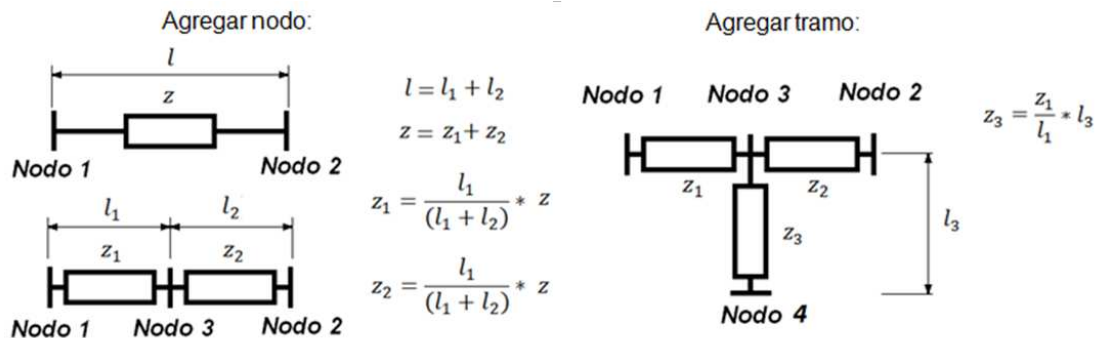


En la figura se muestra la red cargada en el programa, en color verde se representa la distribuidora Santa Rosa, en color rojo se representa la distribuidora San Juan Centro, en color naranja se representa la distribuidora De Los Ríos (desconectada), y en color azul la distribuidora Cooperativa.

6 MÉTODO DE CÁLCULO:

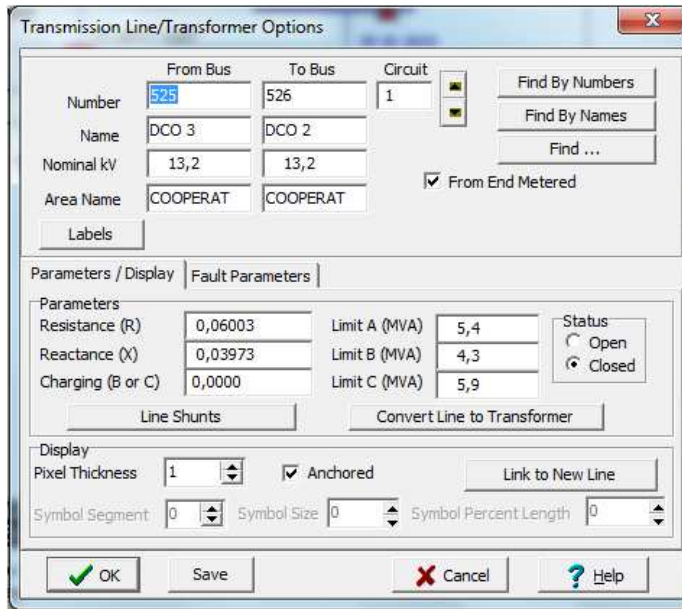
Primeramente se actualizó la red cargada en el programa, conociendo las setas nuevas que se instalaron, y comparando la red cargada en el programa con la red de Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica dibujada en Autocad. Además se agregaron todos los tramos y setas nuevas, así como los cambios de conductores en las líneas, calculando las resistencias y reactancias. También se procedió a eliminar todas las estaciones transformadoras que actualmente se encuentran fuera de servicio.

Los tramos de línea nuevos los calculé en forma proporcional a las longitudes según el tipo conductor con que se trate, de la siguiente forma:



## 7 ACTUALIZACIÓN DE LÍNEAS Y NODOS:

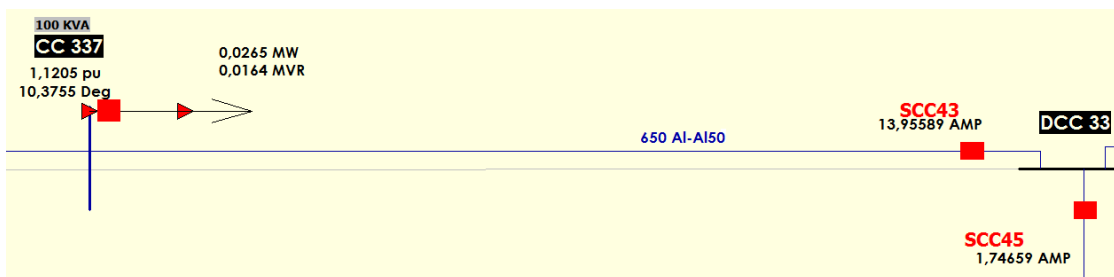
Una vez realizados los cálculos de los tramos de línea agregados, y modificados, se procedió a actualizar la base de datos del programa.



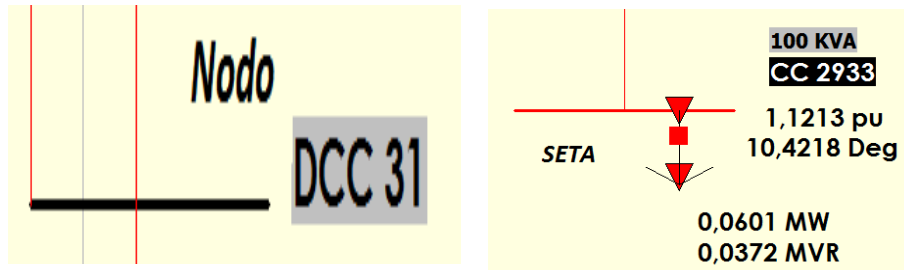
### LINEA DE TRANSMISION



Para agregar una línea correspondiente, el programa solicita el número de barra de la cual procede y a la cual se conecta, el nombre de la misma, la tensión con la cual trabaja, y el área a la cual pertenece. También solicita la resistencia y reactancia, y además los límites de capacidad de transporte del tramo correspondiente.



En la red del programa, algunos nodos simbolizan la ubicación de una seta, y otros la unión de 2 líneas (en el caso de distintos materiales y/o secciones) o 3, por lo cual varía la nomenclatura de la misma.

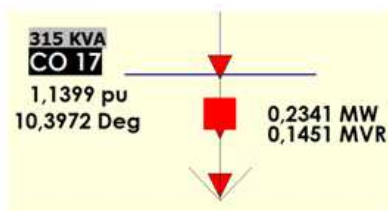


Seta: las subestaciones transformadoras se las analizó como si fueran una carga cuya demanda es la demanda máxima simultánea de la seta correspondiente.

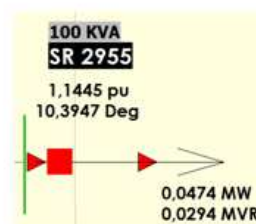
La nomenclatura es:

- CO: si la seta corresponde al distribuidor Cooperativo, seguida por el numero de seta correspondiente.
- SR: si la seta corresponde al distribuidor Santa Rosa, seguida por el numero de seta correspondiente.
- CC: si la seta corresponde al distribuidor San Juan Centro, seguida por el numero de seta correspondiente.

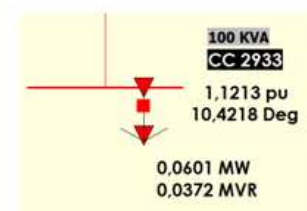
Distribuidor Cooperativo:



Distribuidor Santa Rosa:



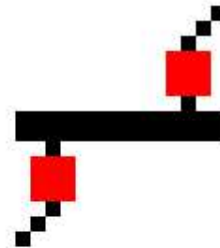
Distribuidor Cauce Centro:



De esta manera se realizó la actualización de las nomenclaturas de los nodos y se verificó que la configuración de la red sea la correcta, observando que las aperturas y cierres de los seccionadores que correspondan.

Al agregar un nodo a la red aparece el siguiente cuadro de dialogo:

**NODO  
O  
BARRA**



El programa solicita el número de barra, y el nombre de la misma, según sea un nodo o una seta, y además solicita el área a la cual pertenece (Cooperativo, Santa Rosa, De los Ríos, San Juan Centro) y su número asociado (según el área).

- Santa Rosa: N° de área 10.
- Cooperativo: N° de área 20.
- San Juan centro: N° de área 30.
- De los Ríos (fuera de servicio): N° de área 40.

El distribuidor De los Ríos no se encuentra habilitado actualmente, y su salida es alimentada por el distribuidor Santa Rosa.



## 8 ENUMERACIÓN DE SETAS Y TRAMOS ACTUALIZADOS:

Se enumeran a continuación las subestaciones transformadoras que fueron cargadas y eliminadas, y además los tramos de líneas, agregados y actualizados (Sección y/o Tipo de Conductor).

Subestaciones transformadoras agregadas:

- N° 2939: Ruta 20 y La Plata.
- N° 2942: Lavalle y E. Medina.
- N° 2970: Patricias Sanjuaninas y Lateral.
- N° 2971: Patricias Sanjuaninas y Lateral.
- N° 2074: Colon y San Lorenzo.
- N° 2064 (cambiada de lugar): Colon y San Lorenzo.
- N° 2972: Colon y Salta.
- N° 2969: Colon y Salta.
- N° 2973: Paso de los Andes y Ruta 270.
- N° 2968: S. Peña, entre Oviedo y Paso de los Andes.
- N° 1356: San Lorenzo entre Oviedo y Paso de los Andes.
- N° 2956 (cambiada de lugar): Oviedo y San Lorenzo.
- N° 1356: San Lorenzo y Oviedo.
- N° 2967: Divisoria (S) y Enfermería Medina.
- N° 211 (Numero): Diagonal Sarmiento antes de Ruta 270.
- N° 2943: Ignacio de la Rosa y Paula Albarracín de Sarmiento.
- N° 2941: J. J. Bustos y Salta.

Subestaciones transformadoras Eliminadas:

- N° 4: Salta y Colon.
- N° 1105: Lateral y Calle Quiroga.
- N° 6008: Rastreador Calivar y Salta.
- N° 2999: J. M. de los Ríos y Calle Correa.
- N° 6011: Paso de los Andes y Calle Correa.
- N° 6009: Diagonal Sarmiento antes de Ruta 270.
- N° 1594: Terminal de Ómnibus.
- N° 6018: Diagonal Sarmiento y Ruta 270.

Tramos de líneas agregados (negro):

- La Plata y Rio Negro:
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $50 \text{ mm}^2$
  
- Lateral entre Rio Negro y Rastreador Calivar:
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $35 \text{ mm}^2$
  
- Patricias Sanjuaninas y San Isidro (setas 2970 y 2971):
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $35 \text{ mm}^2$
  
- Patricias Sanjuaninas y Salta:
  - Material: Cu.
  - Sección:  $16 \text{ mm}^2$
  
- Colon entre J. J. Bustos y Salta:
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $70 \text{ mm}^2$
  
- S. Peña y Oviedo (setas 2968 y 2956):
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $70 \text{ mm}^2$
  
- Enfermería Medina entre Oviedo y Divisoria (S):
  - Material: Al – Al.
  - Sección:  $70 \text{ mm}^2, 95 \text{ mm}^2$

Secciones y/o tipos de conductores cambiados (sección y tipo de conductor actual):

- Ruta 20 y La plata (sección):
  - Tipo: Cu.
  - Sección:  $50 \text{ mm}^2$ .

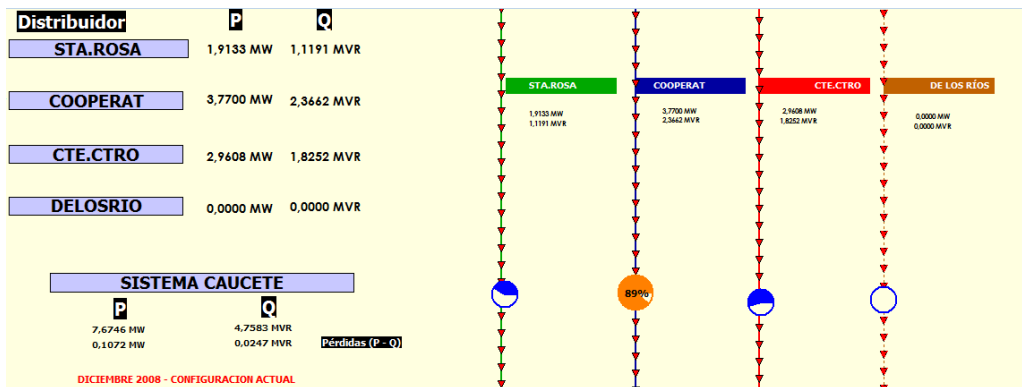
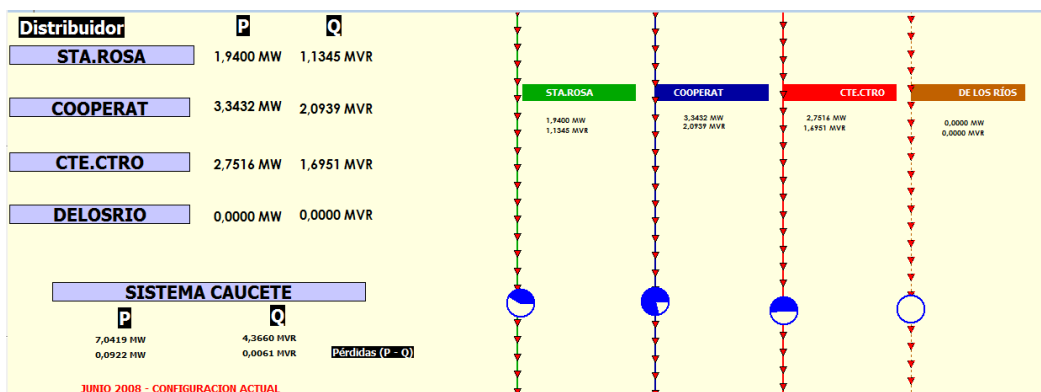
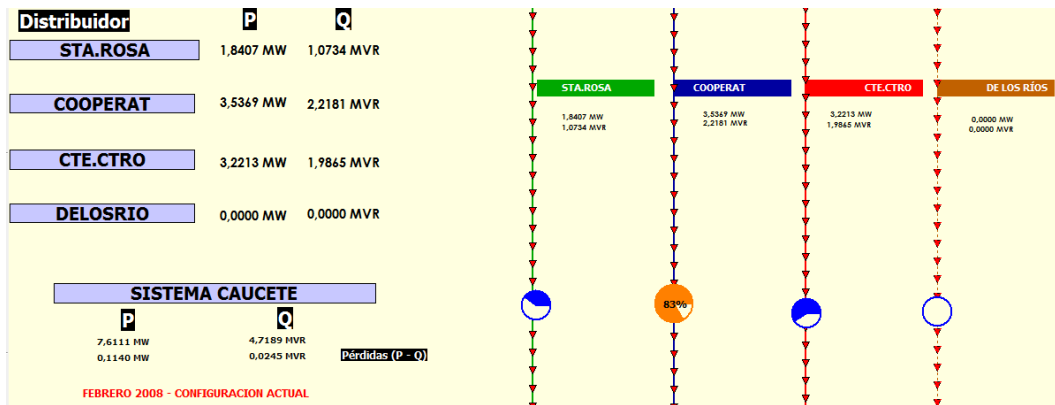
- Enfermería Medina y Lavalle (Sección):
  - o Tipo: Al – Al.
  - o Sección:  $25 \text{ mm}^2$ ,  $50 \text{ mm}^2$
- S. Isidro, entre Patricias Sanjuaninas y P. A. Sarmiento (Sección):
  - o Tipo: Al – Al.
  - o Sección:  $35 \text{ mm}^2$
- Rastreador Calivar y Lateral (Sección y Tipo de Conductor).
  - o Tipo: Al – Al.
  - o Sección:  $35 \text{ mm}^2$
- Patricias Sanjuaninas, entre J. J. Bustos y Salta (Tipo de Conductor).
  - o Tipo: Cu.
  - o Sección:  $16 \text{ mm}^2$
- J. J. Bustos y Rastreador Calivar (Sección y Tipo de Conductor).
  - o Tipo: Cu.
  - o Sección:  $16 \text{ mm}^2$
- Prolongación Aberastain y Rioja (Seta 2954, Tipo de Conductor).
  - o Tipo: Al – Al.
  - o Sección:  $70 \text{ mm}^2$

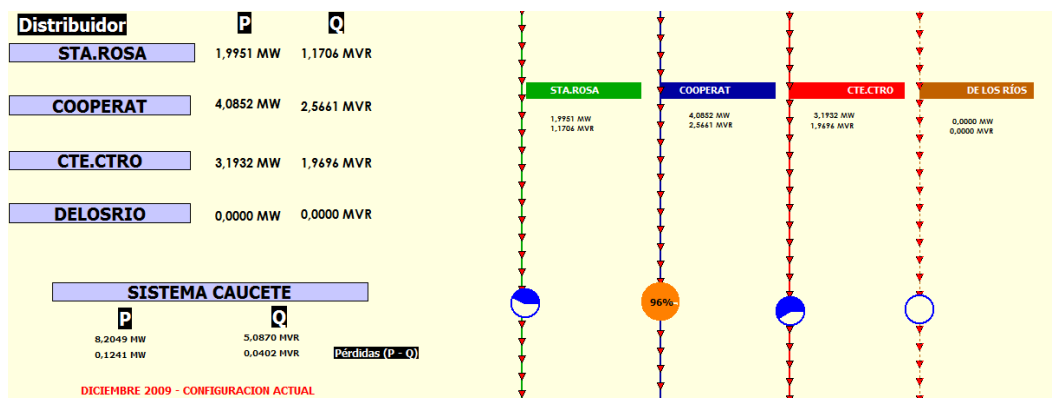
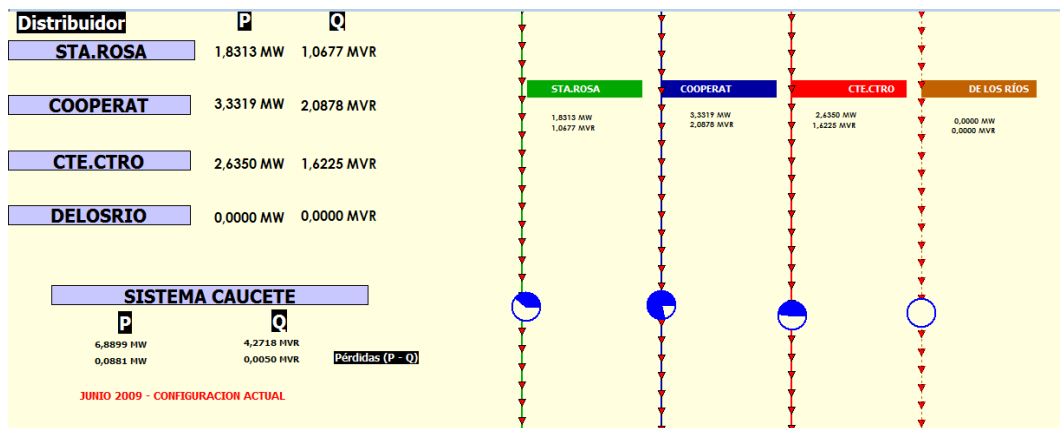
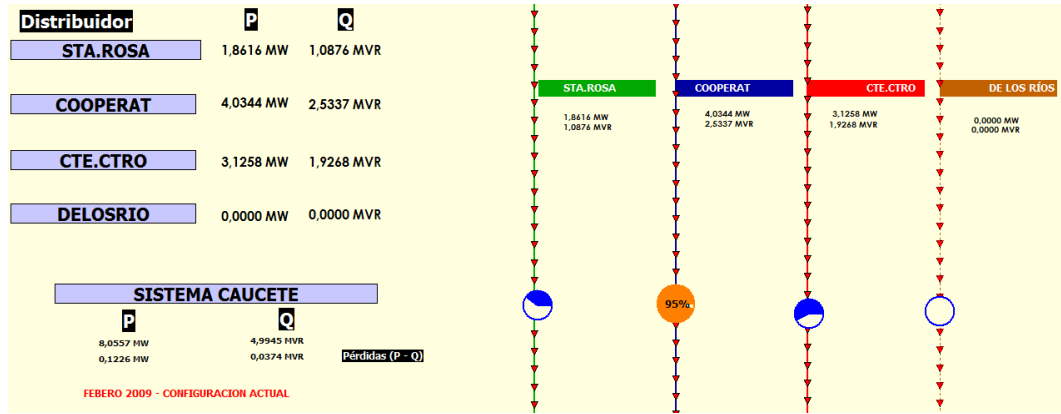
Una vez actualizada la base de Datos del programa, se procedió a cargar los datos de potencias máximas simultáneas de cada seta, y para ello el programa solicita la siguiente información:

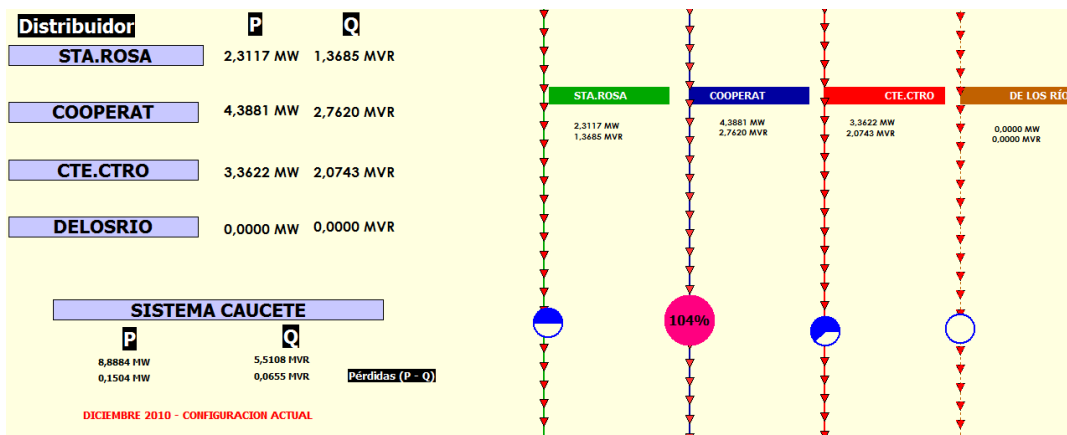
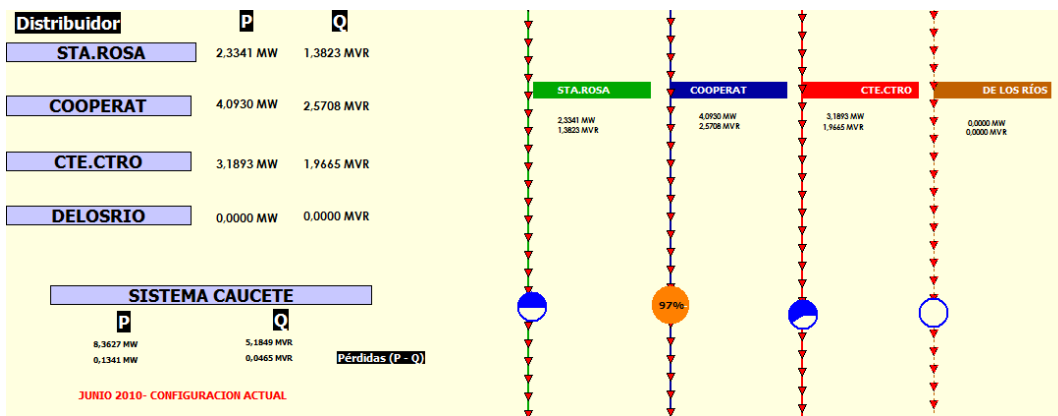
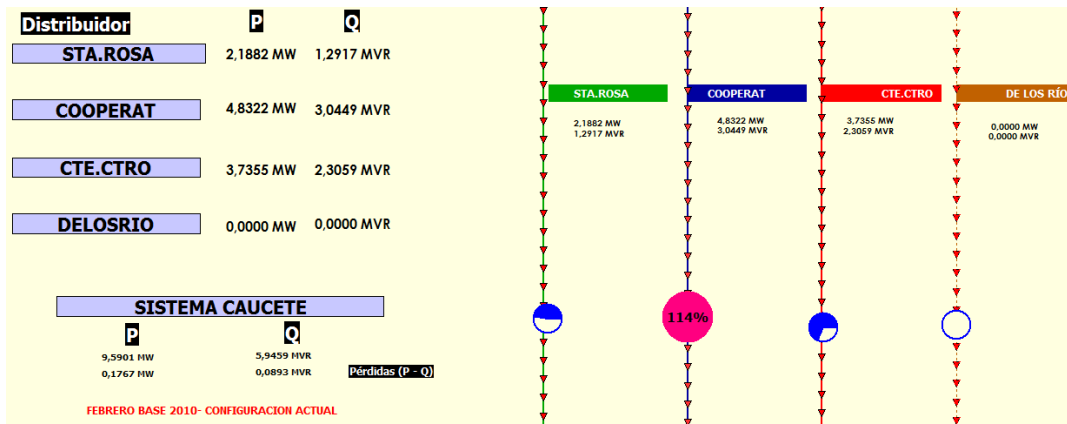
- Nombre y número de área:
- Nombre y número de nodo.
- Potencia Máxima Simultánea: Activa, Reactiva y Aparente.
- Estado de Operación del Seccionador: Abierto o Cerrado.

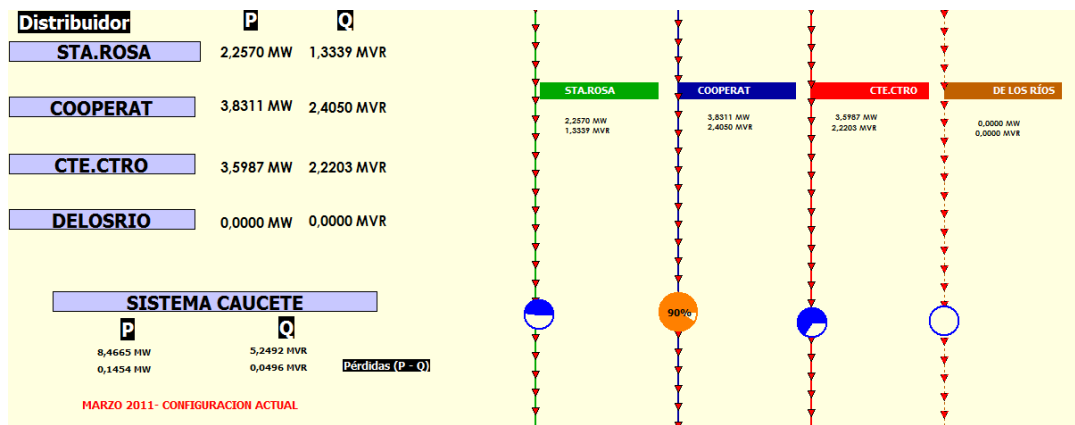
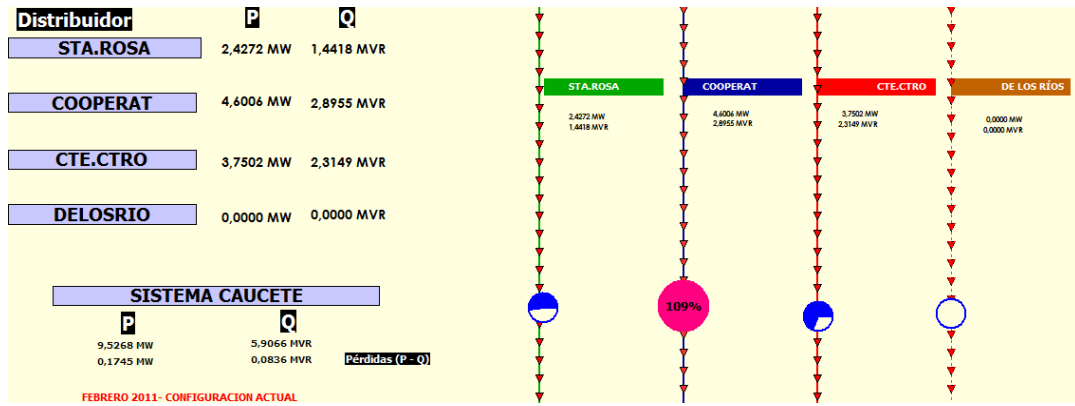
Toda esta información se cargó por medio de block de notas al programa y posteriormente se realizó la simulación de la red y cálculo de Flujo de Carga.

## 9 RESULTADOS:









## 10 CONCLUSIONES (PARA LA CONFIGURACIÓN REGULAR):

- Distribuidora Cooperativa: abastece la zona urbana, y puede observarse es la distribuidora más cargada, mayormente en febrero debido al uso de los aires acondicionados. El estado de carga de la misma aumentó año a año hasta sobrecargarse (a excepcion del ultimo que disminuyó), por lo cual dicha distribuidora debería ser descargada.
- Distribuidora San Juan Centro: abastece la zona rural, y el mes mas cargado es febrero, lo que se puede deber tanto al consumo de aire acondicionado (para los usuarios con alto poder adquisitivo), ventiladores y por el consumo por riego de las viñas. En junio, el consumo es alto debido al funcionamiento de las bodegas, y ademas debido al uso de las estufas eléctricas (usuarios con menor poder adquisitivo).
- Distribuidora Santa Rosa: abastece la zona rural, y el estado de carga varia muy poco en los meses considerados, lo que puede ser influenciado por la presencia de bodegas frigorificos y riego.

### *d- Medición de Resistencia de Aislación:*

#### Generalidades:

Las propiedades dieléctricas de los materiales aislantes utilizados en el equipamiento eléctrico (motores, generadores, transformadores, cables, tableros, aparatos de maniobra, instalaciones competas, etc.) se van degradando progresivamente durante la utilización de dicho equipamiento.

Esto se debe a un proceso de envejecimiento natural ocasionado por el transcurso del tiempo. Sin embargo, este proceso de degradación se puede ver acentuado, incluso hasta el punto de provocar una falla de aislación, por una o varias de las causas siguientes:

- Calentamientos o enfriamientos excesivos.
- Daños mecánicos.
- Vibraciones.
- Polvos, suciedades, etc.



- Aceites.
- Vapores y humos corrosivos.
- Humedad originada en procesos industriales.
- Humedad del ambiente.

Estos elementos en combinación con las sollicitaciones dieléctricas, son los causantes del empeoramiento de las características de la aislación del equipamiento, ya sea por su presencia durante el servicio, por defectos de fabricación, reparación del equipamiento nuevo, reacondicionado, respectivamente, o en su mantenimiento.

Las mediciones de resistencia de aislación resultan, dentro de este contexto, la metodología más adecuada para la evaluación rápida, sencilla y económica, del estado en que se encuentra la aislación de un equipo. Sin embargo, vale aclarar que esta no es la única metodología de ensayos dieléctricos, pero resulta de gran utilidad iniciar y terminar los ensayos dieléctricos con estas mediciones.

La Medición de Resistencia de Aislación solamente se utiliza con el fin de verificar la aislación transversal del equipamiento a interés. Para verificar la aislación longitudinal deben utilizarse otros ensayos, según lo indique la norma correspondiente.

## 11 DEFINICIONES:

*Resistencia de aislación ( $R_A$ ):* resistencia óhmica que presenta la aislación eléctrica de cualquier equipo o instalación, al aplicarle una tensión continua de ensayo “E”. El valor de esta resistencia puede variar apreciablemente desde el instante en el que se aplica la tensión continua “E”, hasta el instante en que tiende a estabilizarse dicho valor.

*Resistencia de aislación ( $R_A(t)$ ):* valor de resistencia de aislación en un instante “t” posterior al aplicarle una tensión continua de ensayo “E”. El valor de “ $R_A(t)$ ” se obtiene de la relación entre la tensión continua “E” y la corriente total instantánea  $I_T(t)$  que toma la aislación.

*Corriente total que toma la aislación ( $i_T$ ):* Valor de la intensidad de corriente eléctrica que se establece en una aislación al aplicarle una tensión continua de valor “E”. En el más general de los casos,  $i_T$  es la suma de cuatro componentes:

$$i_T = i_g + i_a + i_c + i_q$$

A continuación se define cada componente:

*Corriente de carga de la capacidad geométrica ( $i_g$ ):* Componente de la corriente total que toma una aislación, debido a la carga electrostática de la capacitancia geométrica. Esta capacitancia es la que presentaría la disposición geométrica de las partes conductoras o electrodos, entre los cuales se encuentra la aislación a evaluar, si estas partes estuviesen en vacío.

*Corriente de absorción ( $i_a$ ):* se llama así a la componente de la corriente total que “toma” o “absorbe” una aislación, causada por la polarización de las cadenas moleculares dentro del dieléctrico real, del material aislante.

*Corriente de conducción o de fuga ( $i_c$ ):* Componente de la corriente total que toma una aislación, debida a las conducciones electrónicas e iónicas a través de la masa aislante y la fuga a lo largo de sus superficies. Esta corriente alcanza rápidamente el valor estable, dado por la expresión siguiente:

$$i_c = \frac{E}{R_f}$$

Donde:

$R_f$ : Es la resistencia de aislación final:  $R_f = \lim_{t \rightarrow \infty} R_A(t)$

*Corriente de descargas parciales* ( $i_q$ ). Componente total que toma una aislación, y que se manifiesta solamente cuando el valor de “E” es mayor que la tensión de aparición de descargas parciales, para el espécimen considerado.

*Relación de absorción dieléctrica* (RAD). Es la relación entre la resistencia de aislación medida a los 60 segundos, y la medida a los 30 segundos de luego de aplicar la tensión continua “E” al espécimen. Se obtiene con la fórmula siguiente:

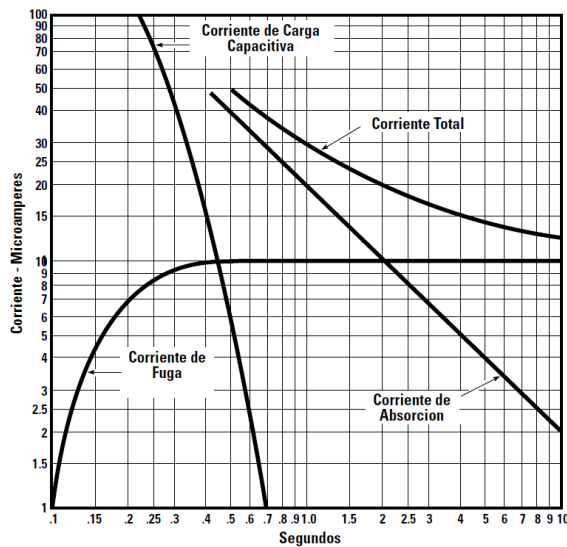
$$\text{RAD} = \frac{R_A(60 \text{ s})}{R_A(30 \text{ s})}$$

*Índice de polarización* (RAD). Es la relación entre la resistencia de aislación medida a los 10 minutos, y la medida al minuto, luego de aplicar la tensión continua “E” al espécimen. Se obtiene con la fórmula siguiente:

$$\text{IP} = \frac{R_A(10 \text{ min})}{R_A(1 \text{ min})} = \frac{I_T(10 \text{ min})}{I_T(1 \text{ min})}$$

*Megóhmetro.* Instrumento de medición utilizado para medir resistencias de aislación eléctrica. Éste instrumento provee uno o varios niveles de tensión de ensayo “E” (en nuestro caso solamente 10 kV), cuyos valores se mantienen lo suficientemente estables durante el tiempo necesario para efectuar las mediciones. El valor de la resistencia de aislación medida se lee directamente de la escala correspondiente.

Gráfica de la Corriente Total:



*Corriente capacitiva:* empieza alta y cae después de que el aislamiento se ha cargado a voltaje pleno.

*Corriente de absorción:* también inicialmente es alta y luego cae, debido a que es producida por la alineación de las cadenas moleculares del dieléctrico.

*Corriente de conducción o de fuga:* es una corriente pequeña que luego se estabiliza a través y sobre el aislamiento.

## **12 ENSAYO DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLACIÓN:**

### *Objetivo:*

El objetivo del ensayo es medir la resistencia de aislación entre: Alta/Baja-Cuba, y Alta/Baja. Además se busca calcular la relación de absorción dieléctrica y el índice de polaridad.

### *Alcance:*

El alcance del ensayo es evaluar cada uno de los resultados, con el fin de evaluar el estado de la aislación del transformador a ensayar, y prevenir las posibles fallas dieléctricas que podrían comprometer la seguridad del personal y la continuidad de dicho servicio.

### *Norma:*

La norma aplicada es la Norma IRAM N° 2325: “Aislación Dieléctrica: Guía para la evaluación de su estado por mediciones de su resistencia”.

### *Precauciones de seguridad:*

Con el fin de proveer a la seguridad personal, a la del equipamiento de ensayo y garantizar la confiabilidad de las mediciones, seguimos las siguientes precauciones:

- Antes de cada ensayo:
  - o Verificar la ausencia de tensión mediante un instrumento o dispositivos adecuados.
  - o Aunque se verifique que no hay tensión, es conveniente por razones de seguridad cortocircuitar y poner a tierra las partes conductoras entre las que se medirá la aislación, durante un lapso mínimo de 15 min.
  - o Si se verifica que hay tensión, se procede a descargar la energía electrostática almacenada en la instalación mediante resistores apropiados, hasta que se verifique la ausencia de tensión, procediéndose a continuación según el punto anterior.

- Después de cada ensayo o serie de ensayos. Se procede según lo indicado en el tercer punto, donde el tiempo de descarga será lo suficientemente largo como para limitar la carga remanente a valores seguros para el personal interviniente. Se estima que ese tiempo es mayor o igual al que fue necesario para obtener las lecturas estables de la resistencia de aislación.

*Tensiones Continuas de ensayo en función de la tensión nominal del equipamiento:*

Tensiones alternas nominales del equipamiento "U <sub>N</sub> " (V)	Tensiones continuas de ensayo "E" (V)
U <sub>N</sub> ≤ 110	100 y 250
110 < U <sub>N</sub> ≤ 660	500 a 1000
660 < U <sub>N</sub> ≤ 1000	500 a 2500
1000 < U <sub>N</sub> ≤ 3300	1000 a 5000
3300 ≤ U <sub>N</sub>	2500 a Emáx (*)

$$\text{Alta: } E_{max} = 0,95 * 1,5 * 13,2kv$$

$$E_{max} = 18,81 kv > E_{instrumento}$$

(\*) Donde:

Emáx = 1,3 . U<sub>E</sub> para equipamiento sin uso;

Emáx = 0,95 . U<sub>E</sub> para equipamiento usado;

U<sub>E</sub> Es el valor eficaz de la tensión alterna de ensayo a frecuencia industrial de corta duración (habitualmente 1 min), prescripta en la norma particular y correspondiente a dicho equipamiento sin uso.

Como el instrumento trabaja con 10 kV, entonces no medimos la resistencia de aislación en los arrollamientos de baja.

### 13 ENSAYO DE ABSORCIÓN DIELECTRICA:

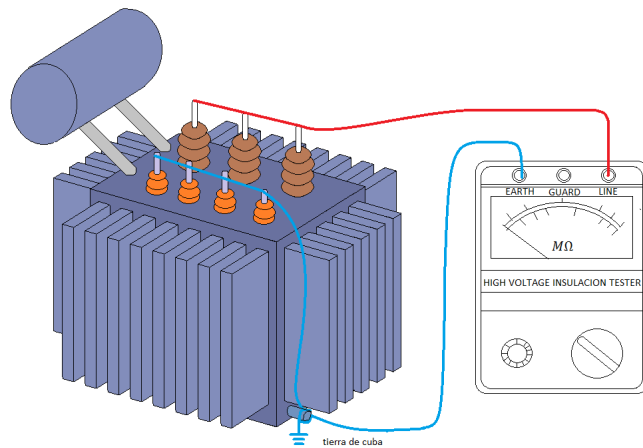
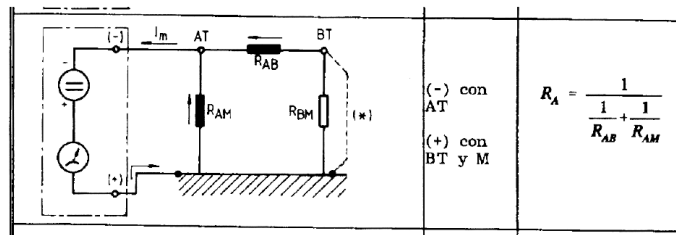
El ensayo lo realizamos aplicando la tensión de ensayo E y midiendo a partir del instante inicial, la resistencia de aislación a los 30 segundos, al minuto y finalmente a los 10 minutos, y luego procedí a calcular el valor de la relación de absorción dieléctrica RAD. Se registra durante el ensayo la temperatura, aunque no es imprescindible efectuar la corrección de los valores medidos, salvo para comparar con los ensayos hechos anteriormente.

*Estado de Aislación en función del Rad y el IP*

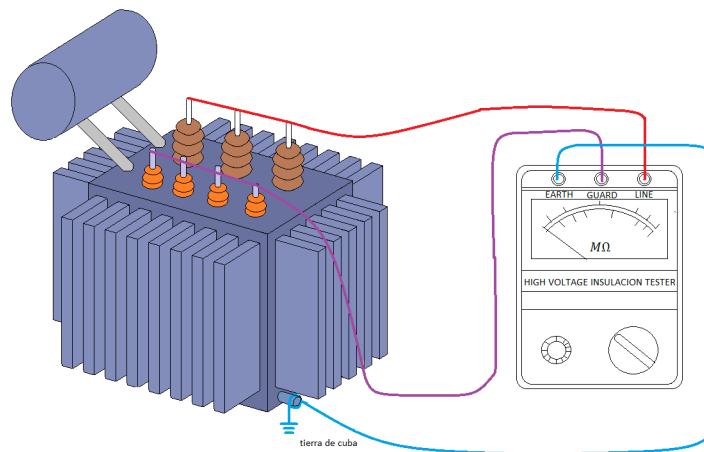
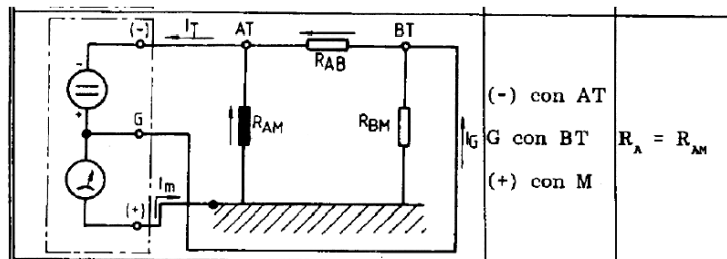
Relación de absorción dieléctrica RAD	Indice de polarización IP	Clasificación del estado de la aislación
$RAD < 1,1$	$IP < 1 (**)$	"Peligroso" (**)
$1,1 \leq RAD < 1,25$	$IP < 1,5$	"Cuestionable"
$1,25 \leq RAD < 1,4$	$1,5 \leq IP < 2$	"Aceptable"
$1,4 \leq RAD < 1,6$	$2 \leq IP < 3$	"Bueno"
$1,6 \leq RAD$	$3 \leq IP < 4$	"Muy bueno"
	$4 \leq IP$	"Excelente"

## 14 CONEXIONES PARA EL ENSAYO:

### Alta/Baja-cuba



### Alta/Baja





Ensayo de Medición de Resistencia de Aislación

Equipamiento

Transformador Trifásico	13,2/400
Dy 11	Servicio Continuo

Marca

MIRAS Y CIA	Modelo o tipo	
----------------	------------------	--

Nº

2135	Ubicación	
------	-----------	--

Características  
Nominales

Sn=63	fn=50 Hz.
-------	-----------

Año  
Fabricación

de

--

fecha de  
compra

de

--

Fecha  
Puesta en servicio

de

--

Tensión  
Ensayo (c.c.)

de

5000
------

V

Instrumento  
Utilizado

--

Tiempo	RA ( $G\Omega$ )			
	AT/BT-T		AT/BT	
	div	$G\Omega$	div	$G\Omega$
1/2 min	2,25	2,25	2,25	2,2
1 min	2,5	2,5	2,5	2,7
10 min	3,25	3,25	3,25	3,25
IP	1,3		1,3	
RAD	1,11		1,11	

		AT/BT-T	AT/BT
Análisis	IP	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.
	RAD		

		<p>Se considera que el estado de aislación es cuestionable.</p>	<p>Se considera que el estado de aislación es cuestionable.</p>
<p>Conclusión</p>		<p>Los bajos índices se pueden deber a la presencia de humedad en el papel impregnado de los arrollamientos de alta, además no se observaron anomalías en la medición que demostraran defectos en la aislación.</p> <p>Nota: Este transformador aparece en la planilla de inventario de transformadores en depósito, como “Transformador Trifásico Destruído”.</p>	



Ensayo de Medición de Resistencia de Aislación

Equipamiento

Transformador Trifásico 13,2/400 Dy  
11 Refrigeración: ONAN

Marca

Tadeo  
Czerweny S.A.

tipo

Modelo o

TR MBD  
25 O

Nº

18354

Ubicación

Características  
Nominales

Pn=250 Vnp=13,2 kV Vns=400V  
fn=50 Hz. Inp=10,9 A

Año  
Fabricación

de

1998 Serie 9

compra

fecha de

Fecha  
Puesta en servicio

de

V

Tensión de Ensayo (c.c.) de 

5000 (AT/BT-T) 10000 (AT-BT)
------------------------------------

Instrumento Utilizado 

--

Tiempo	RA ( $G\Omega$ )			
	AT/BT-T		AT/BT	
	div	$G\Omega$	div	$G\Omega$
1/2 min	160	160	350	350
1 min	195	195	370	370
10 min	200	200	400	400
IP	1,025		1,08	
RAD	1,22		1,06	

		AT/BT-T	AT/BT
Análisis	IP	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.
	RAD	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.	Se considera que el estado de aislación es peligroso.
Conclusión		Los bajos índices se pueden deber a la presencia de humedad en el papel impregnado de los arrollamientos de alta, y además vale aclarar que este transformador posee una pérdida de aceite. Se recomienda arreglar dicho defecto y eliminar la humedad. Los valores altos de medición de resistencia de aislación pueden indicar un falso contacto, que puede provenir del circuito de medición o de las conexiones internas del transformador	





Ensayo de Medición de Resistencia de Aislación

Equipamiento

Transformador Trifásico 13,2/400 Dy  
11 Servicio Continuo ONAN

Marca

Trafo ICESA tipo

Modelo o

Nº

2249

Ubicación

Características  
Nominales

Pn=315 Vnp=13,2 Inp=13,11 Ins=454,6  
A Vcc=4,2 %

Año  
Fabricación

de

1986

fecha de  
compra

Fecha  
Puesta en servicio

de

Tensión  
Ensayo (c.c.)

de

5000

V



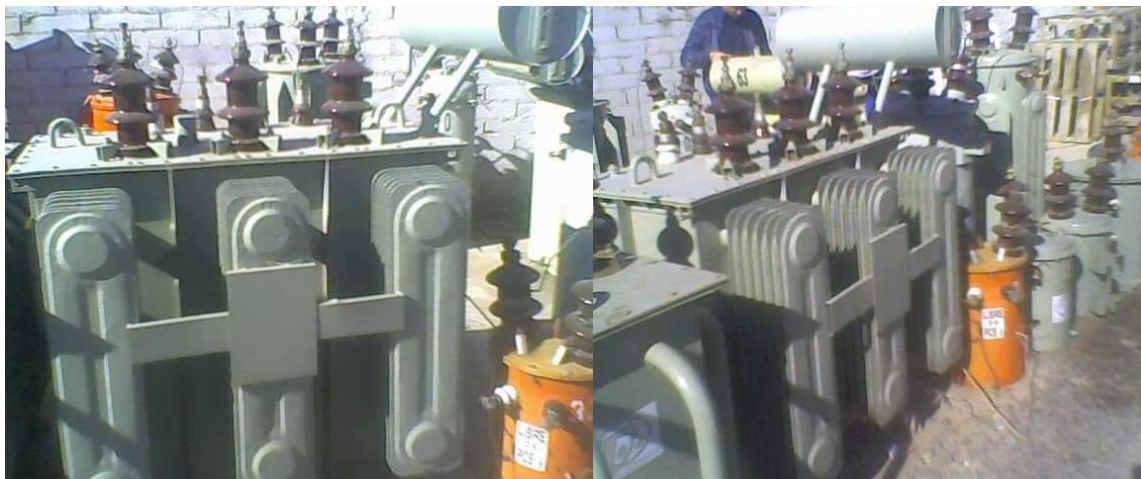
Instrumento  
Utilizado

--

Tiempo	RA ( $G\Omega$ )			
	AT/BT-T		AT/BT	
	div	$G\Omega$	div	$G\Omega$
1/2 min	6	6	17	17
1 min	8	8	19	19
10 min	12	12	24	24
IP	1,5		1,26	
RAD	1,33		1,12	

		AT/BT-T	AT/BT
Análisis	IP	Se considera que el estado de aislación es aceptable.	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.
	RAD	Se considera que el estado de aislación es aceptable.	Se considera que el estado de aislación es cuestionable.

<p>Conclusión</p>	<p>Se observa que el estado de aislación entre alta, baja y tierra es aceptable, mientras que el estado de aislación entre alta, y baja es cuestionable. Esto se puede deber a la presencia de humedad en el papel impregnado de los arrollamientos de baja, lo cual debería ser verificado con un Megóhmetro con la tensión requerida, razón por la cual no se pudo ensayar dicho arrollamiento. Se recomienda hacer dicho ensayo para sacar conclusiones precisas y recomendaciones apropiadas.</p> <p>Nota: Este transformador aparece en la planilla de inventario de transformadores en depósito, como “Transformador Trifásico con Protocolo”.</p>
-------------------	--



## 15 RECOMENDACIONES:

Resumiendo, primeramente se tomó el informe con algunas áreas de influencia que anteriormente fueron obtenidas, conociendo las estaciones transformadoras con los usuarios que fueron conectados. De los registros se procedió a comprobar que los resultados obtenidos sean reales.

A partir de esto se entró a verificar los estados de carga de los transformadores, determinando cuales se encontraban mayormente sobrecargados y posteriormente verificar en el lugar si las áreas de influencia fueron correctamente tomadas.

De este estudio de áreas de influencias se concluyó que las subestaciones que se encontraban sobrecargadas son: 26, 50, 66, 1951, 2396. Al hacer la verificación en el campo de estas setas y las que se encontraban adyacentes se concluye que:

- La mayoría de estas subestaciones no se encontraban sobrecargadas, sino que existe un error de asignación en las áreas de influencia. Este error debe ser corregido si se quiere realizar un análisis preciso y concluyente con este método en un futuro.
- La seta 24 (al oeste de la seta 26) posee cargas importantes: 2 bodegas, una con pozo y una escuela. Por lo cual se recomienda un control de esta subestación, realizando ensayos de medición de resistencia de aislación en épocas de baja carga (otoño - primavera) con el fin de no dejar sin servicios a estos usuarios.
- La seta 66 se observó con 180 usuarios conectados aproximadamente, y por lo tanto puede estar sobrecargada, o muy cerca de su potencia nominal. Se recomienda que a corto plazo se le transfieran usuarios a las estaciones transformadoras 51 y 2933.
- El transformador de la seta 27 se observó deteriorado en uno de los bushing de alta (fase S) y por lo cual se recomienda el reemplazo de este. Esta subestación abastece 2 casas y una finca, por lo cual puede hacerse el mantenimiento en épocas de otoño – invierno.

Del estudio de medición de resistencia de aislación:

- Los tres transformadores dieron resultados insatisfactorios, lo que se puede deber a la presencia de humedad en los bobinados. También pudo haber

influido errores en la realización de la medición, como los errores de apreciación (distinguir la medición en la escala no lineal del instrumento), o también falsos contactos. Por lo cual para obtener una mejor información debería repetirse el ensayo teniendo en cuenta estos factores, o en un laboratorio especializado, teniendo presente la presión atmosférica y la temperatura ambiente.

Dado los valores bajos de resistencia de aislación obtenidos, se recomienda que se realice un seguimiento más profundo en el resto de las máquinas instaladas en la red de EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

## 16 CONCLUSIONES:

Se realizó un análisis de un sistema eléctrico de potencia de la provincia de San Juan, que es similar al sistema de potencia de La Rioja:

- Se realizó un análisis extensivo de los datos proporcionados por la empresa con el fin de definir un plan de mantenimiento de los transformadores que resulten del análisis estadístico que se realizara. Se destacaron los puntos de mejora, señalando los equipamientos y líneas más exigidos.
- Desarrollo de procedimientos de medición de resistencia de aislación a fin de verificar el estado de aptitud dieléctrica del transformador. Se determinó la calidad del equipamiento utilizado, señalando posibles mejoras a realizar.
- Se actualizó la base de datos de puesto de transformación y su correspondiente área de influencia de usuarios.
- Se utilizó el programa de cálculo de flujo en media tensión "PWRWORLD", para determinar los estados de carga para tres (3) épocas del año (Junio, diciembre y febrero) y para los años 2008, 2009 y 2010, de cada puesto de transformación.
- Se identificó y determinó el orden de prioridad de mantenimiento de transformadores del parque de empresa distribuidora de energía eléctrica.

## 17 REFERENCIAS

Camargo, F. G., Schweickardt, G. A., & Casanova, C. A. (2018). Maps of Intrinsic Cost (IC) in reliability problems of medium voltage power distribution systems through a Fuzzy multi-objective model. *Dyna*, 85(204), 334-343. <https://doi.org/10.15446/dyna.v85n204.65836>

Camargo, F. G. (2021a). Survey and calculation of the energy potential and solar, wind and biomass EROI: application to a case study in Argentina. *DYNA*, 88(219), 50-58. <https://doi.org/10.15446/dyna.v88n219.95569>

Camargo, F. G. (2022b). Dynamic Modeling Of The Energy Returned On Invested. *DYNA*, 89(221), 50-59. <https://doi.org/10.15446/dyna.v89n221.97965>

Camargo, F. G. (2022c). Fuzzy multi-objective optimization of the energy transition towards renewable energies with a mixed methodology. *Production*, 32, e20210132. <https://doi.org/10.1590/0103-6513.20210132>

Camargo, F. G. (2023d). A hybrid novel method to economically evaluate the carbon dioxide emissions in the productive chain of Argentina. *Production*, 33, e20220053. <https://doi.org/10.1590/0103-6513.20220053>

Camargo, F. G., & Schweickardt, G. A. (2014). Estimación de la tasa de retorno energético: Análisis comparativo de las metodologías disponibles en la actualidad. Recovered from <https://publicaciones.ucuenca.edu.ec/ojs/index.php/maskana/article/view/575>

Camargo, F. G., Schweickardt, G. A., & Casanova, C. A. (2018). Maps of Intrinsic Cost (IC) in reliability problems of medium voltage power distribution systems through a Fuzzy multi-objective model. *Dyna*, 85(204), 334-343. <https://doi.org/10.15446/dyna.v85n204.65836>

Camargo, F. G., Casanova Pietroboni, C. A., Pérez, E., & Schweickardt, G. A. (2019). Metodología regulatoria para propiciar la eficiencia energética desde el lado de la oferta con penetración de fuentes primarias de energías renovables. Parte 1: Descripción y alcance del modelo de optimización. Recovered from <https://ria.utn.edu.ar/handle/20.500.12272/5349>.

Asiedu, B. A., Hassan, A. A., & Bein, M. A. (2021). Renewable energy, non-renewable energy, and economic growth: evidence from 26 European countries. *Environmental Science and Pollution Research*, 28(9), 11119-11128. <https://doi.org/10.1007/s11356-020-11186-0>

Jabir, H. J., Teh, J., Ishak, D., & Abunima, H. (2018). Impacts of demand-side management on electrical power systems: A review. *Energies*, 11(5), 1050. <https://doi.org/10.3390/en11051050>

Jovcic, D. (2019). *High voltage direct current transmission: converters, systems and DC grids*. John Wiley & Sons.

Mehigan, L., Deane, J. P., Gallachóir, B. Ó., & Bertsch, V. (2018). A review of the role of distributed generation (DG) in future electricity systems. *Energy*, 163, 822-836. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.022>

## ANEXO

### 1 DEFINICIONES BÁSICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA

Se presentan algunos conceptos complementarios relacionados a los sistemas de potencia. Dado que el tema es estudiado ampliamente las bibliografías básicas y avanzadas disponibles.

#### 1.1 *Energía y potencia*

La energía se define como la capacidad que tiene un sistema para realizar un trabajo. En la mecánica clásica, se dice que una fuerza realiza trabajo cuando altera el estado de movimiento de un cuerpo. La energía mecánica, química, térmica, sonora, electromagnética, nuclear, etc., pueden derivarse en un equivalente mecánico capaz de realizar Trabajo. La Potencia puede ser definida como el cambio/desarrollo de la energía por unidad de tiempo (mecánica), o bien puede ser definida como el paso de un flujo de energía por unidad de tiempo (eléctrica).

La potencia nominal de un equipo es la potencia máxima que puede exigirse sin incurrir en una disminución de la vida útil garantizada. A mayor potencia nominal de un equipo, maquinaria, mayor cantidad de energía puede transformar o utilizar a una misma unidad de tiempo y por esa razón es el valor nominal más importante. Respecto a la Potencia total, parte se debe a una transformación en energía útil, es decir relacionada con el trabajo mecánico W, kW, MW, etc. La potencia activa se representa por medio de la letra (P) y su unidad de medida es el watt (W).

#### 1.2 *Ley de Ohm*

Una Fuerza Electromotriz, o generador eléctrico, es aquel dispositivo que puede mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. El producto de la tensión  $U$  por la corriente eléctrica que circula  $I$  se define como Potencia P:

$$P = V \cdot I$$



La ley de Ohm establece la proporcionalidad entre la corriente  $I$  y tensión  $V$ , donde el parámetro de proporcionalidad se denomina resistencia  $R$  (en corriente continua), o impedancia (en corriente alterna).

$$R = \frac{V}{I}$$

La resistencia indica que existe oposición a la circulación de las cargas eléctricas, producto del choque con las moléculas de los materiales asociados. Estos choques liberan parte de la energía cinética de la carga, transformándola en calor, lo cual se conoce como *Efecto Joule*.

$$R \cdot I^2$$

De esta forma, se pueden obtener la Potencia  $P$ , la Tensión  $V$ , la Corriente  $I$  y la resistencia  $R$ , a partir de la combinación de los tres componentes de la ley de ohm.

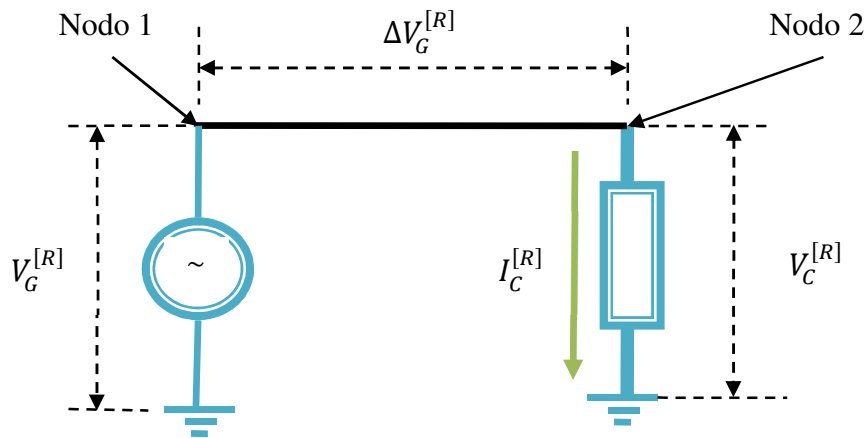
$R \cdot I^2$	$\frac{V^2}{R}$	$\frac{V}{I}$	$\frac{P}{V}$
$V \cdot I$	POTENCIA [W]	CORRIENTE [A]	$\sqrt{\frac{P}{R}}$
$\sqrt{P \cdot R}$	TENSIÓN [V]	RESISTENCIA [OHM]	$\frac{V}{I}$
$\frac{P}{I}$	$R \cdot I$	$\frac{P}{I^2}$	$\frac{V^2}{P}$

Se observa que la potencia de pérdida por efecto joule es directamente proporcional al cuadrado de la corriente  $I$ , o al cuadrado de la tensión  $V$ . Por lo tanto, si se eleva la tensión al doble la tensión entonces se disminuirá a la mitad las pérdidas. Es por esta razón que se utilizan transformadores de tensión y líneas de media (13,2 kV - 132 kV) y alta tensión (220 kV - 500 kV en Argentina).

### 1.3 Variables de estado de los sistemas de potencia de corriente alterna.

Si analizamos una sola fase del sistema de potencia, por ejemplo la fase [R]. En ella se observa que es de interés conocer la tensión en el nodo de generación (Nodo

1) y nodo de demanda (Nodo 2). Se tienen las variables de interés: tensión de la fuente o generador  $V_G^{[R]}$ , corriente de carga  $I_C^{[R]}$  y caída de tensión  $\Delta V_G^{[R]}$ .



*Variables de estado de un circuito eléctrico: tensión, corriente y caída de tensión.*

Es decir, su valor instantáneo varía en el tiempo según una función senoidal. Por este motivo, se busca tener un valor de referencia, que defina las variables tensión y corriente. En este sentido, el valor medio no es de utilidad, ya que el valor medio de una función senoidal es nulo. El valor máximo de la función tampoco es representativo, ya que su efecto es en un intervalo  $\Delta t \approx 0$ . Entonces, se aplica el concepto de valor eficaz o valor cuadrático medio - Root Mean Square RMS. Físicamente, es el valor equivalente de una fuente de *Corriente Continua* que produciría la misma cantidad de calor o energía sobre el ciclo completo (periodo  $T$ ) de una señal dependiente del tiempo  $v(t)$ . En definitiva:

$$(V_{RMS})^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T (v(t))^2 \cdot dt$$

Al aplicarlo a la tensión y corriente se obtienen los valores cuadráticos medios de la tensión y corriente respectivamente:

$$V_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot V_{Max} \quad I_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot I_{Max}$$

#### **1.4 Potencia Reactiva e inductiva**

La potencia aparente ( $S$ ) representa la potencia total que se toma de la red de distribución eléctrica, o sea, la que entregan los generadores de las plantas eléctricas.

Esa potencia constituye, a su vez, la que se transmite a través de las líneas o cables de distribución para hacerla llegar hasta las cargas

La potencia reactiva o inductiva (Q positivo) es la potencia consumida por los circuitos de corriente alterna que tienen conectadas cargas reactivas, como pueden ser motores, transformadores de voltaje y cualquier otro dispositivo similar que posea bobinas o enrollados. La potencia reactiva o inductiva no proporciona ningún tipo de trabajo útil, pero los dispositivos que poseen enrollados de alambre de cobre, requieren ese tipo de potencia para poder producir el campo magnético con el cual funcionan. Este campo magnético se opone a la variación de la corriente que circula y por lo tanto puede obtenerse un parámetro que lo represente, de manera similar a la ley de ohm. Este parámetro se denomina reactancia inductiva  $X_{inductiva}$ .

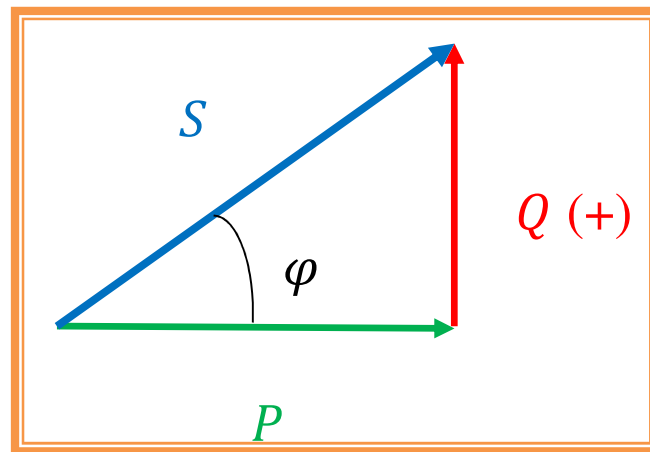
La potencia reactiva capacitiva (Q negativo) la suministran los equipos condensadores o capacitores. Estos dispositivos almacenan energía, mediante la sustentación de un campo eléctrico entre las placas de metal. En determinados casos liberan esa energía inyectándola a la red y por lo tanto tiene sentido contrario a las potencias reactivas de las cargas o bobinas. De igual forma, el parámetro que representa este fenómeno se denomina reactancia capacitiva  $X_{capacitiva}$ . La relación entre la potencia activa P y la potencia aparente S, se denomina factor de potencia. Este indicador es útil para medir la eficiencia de los equipos utilizados en los sistemas de potencia eléctrica: generadores, transformadores, motores, etc.

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \varphi = \frac{P}{S}$$

Por esto, para compensar ambos efectos se utiliza la compensación de energía reactiva, que puede ser capacitiva (banco de capacitores) o inductiva (reactores). En el primer caso se desea compensar el efecto inductivo de las cargas fuertemente inductivas, tales como los motores de inducción. Los capacitores generan energía reactiva de sentido inverso a la consumida en la instalación, y, por lo tanto, la aplicación de éstos neutraliza el efecto de las pérdidas por campos magnéticos. Al instalar condensadores, se reduce el consumo total de energía (activa + reactiva), de lo cual se obtienen varias ventajas: reducción de los recargos por bajo factor de potencia, reducción de las caídas de tensión en los conductores hasta el compensador,

reducción de las secciones de diseño de los conductores para una misma potencia útil, disminución de pérdidas, etc.

Se presenta el *Triángulo de Potencias*, que vincula la potencia aparente  $S$ , la potencia activa  $P$  y la potencia reactiva  $Q$ . La dirección que corresponde a la potencia  $P$  se mide en números reales. La dirección de la potencia  $Q$  corresponde a la componente imaginaria  $j$ . En caso de que la potencia activa sea capacitiva, la flecha tiene parte de  $P$  con sentido contrario. Es decir:  $S = P + Q \cdot j$ .



*Triángulo de potencia: potencia Aparente, Activa y Reactiva (inductiva).*

Por lo tanto, para vincular las potencias se recurre a Pitágoras, la relación entre la potencia aparente, activa y reactiva es:

$$S^2 = Q^2 + P^2$$

Se esta expresión, despejando la potencia aparente  $S$  y reemplazando en la ecuación:

$$S^2 = Q^2 + (S \cdot \cos \varphi)^2$$

Despejando de esta ecuación la potencia reactiva  $Q$  se obtiene:

$$Q = \sqrt{S^2 - (S \cdot \cos \varphi)^2} = \sqrt{S^2 - S^2 \cdot (\cos \varphi)^2}$$

$$Q = \pm S \cdot \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}$$

De aquí se desprende lo siguiente:

- Si  $\varphi = 0$ , entonces  $S = P$  y  $Q = 0$ . Toda la potencia disponible es aprovechada por el dispositivo. No existen pérdidas inductivas o capacitivas. Mientras mayor es  $\varphi$ , la potencia aparente  $S$  es cada vez mayor en valor absoluto que la potencia activa  $P$ . Es decir, existe potencia
- El signo  $\pm$  indica que la potencia reactiva  $Q$  puede ser positiva o negativa. En este sentido, la potencia reactiva de todas las bobinas es positiva, es decir absorben potencia reactiva. La potencia reactiva de los condensadores o capacitores es negativa, por eso se dice que los condensadores inyectan potencia reactiva capacitiva o absorben potencia inductiva de la red, para sustentar el campo eléctrico.

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD	CÁLCULO
Potencia Activa	$P$	Watt (W) - kilo Watt (kW) - Mega Watt (MW)	$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$ $P = R \cdot I^2 = \frac{U^2}{R}$
Potencia Reactiva	$Q$	Volt Amper Reactivo (VAr) - kilo Volt Amper Reactivo (kVAr) - Mega Volt Amper Reactivo (MVAr)	$Q = U \cdot I \cdot \sen \varphi$ $Q = X \cdot I^2 = \frac{U^2}{X}$
Potencia Aparente	$S$	Volt Amper Reactivo (VA) - kilo Volt Amper Reactivo (kVA) - Mega Volt Amper Reactivo (MVA)	$S = U \cdot I$ $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

#### 1.4.1 Tensión, corriente e impedancia de fase y de línea

Se vieron los sistemas monofásicos y trifásicos, los cuales están compuestos por fase y retorno en el primer caso, y tres fases en el segundo. En sistemas trifásicos interesa conocer las variables de estado (tensión y corriente) en cada fase. Estas se presentan en las ecuaciones siguientes:

$$V_L = \sqrt{3} \cdot V_F \quad I_L = \sqrt{3} \cdot I_F$$

Mediante estos términos, se puede obtener la potencia aparente de línea

$$S_L = V_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot V_F \cdot \sqrt{3} \cdot I_F$$

$$S_L = 3 \cdot V_F \cdot I_F \Rightarrow S_F = \frac{S_L}{3}$$

Para determinar la impedancia de fase

$$Perd_L = 3 \cdot Perd_F$$

De las variantes de la ley de Ohm para el cálculo de la potencia:

$$Z_L \cdot \left(\frac{V_L}{I_L}\right)^2 = 3 \cdot Z_F \cdot \left(\frac{V_F}{I_F}\right)^2$$

Reemplazando los términos de tensión y corriente de línea

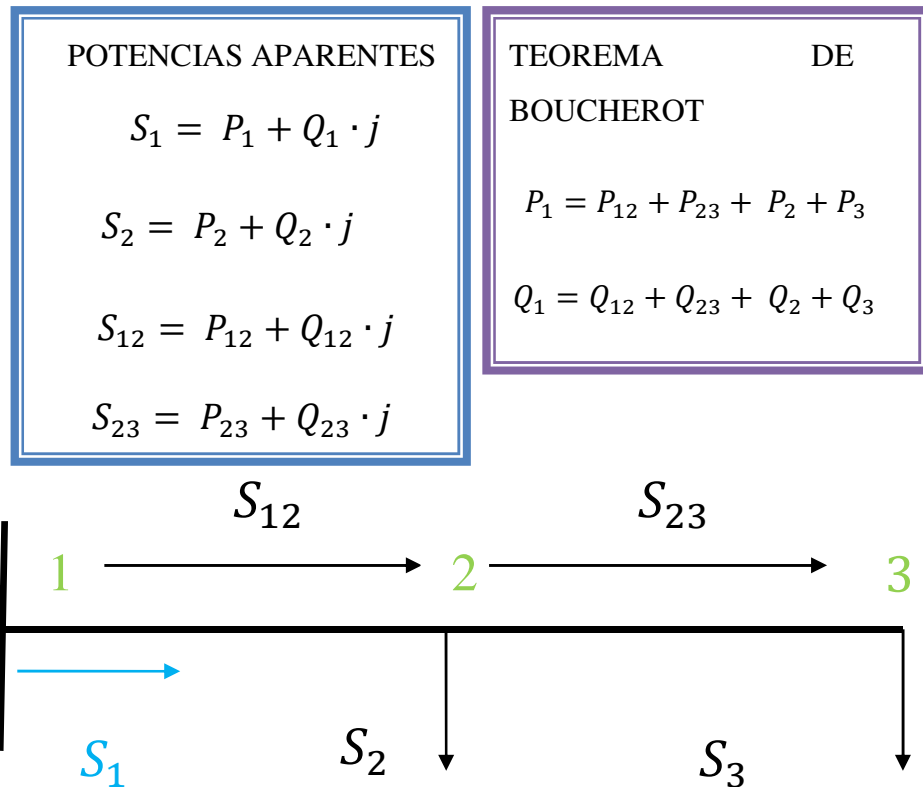
$$Z_L \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot V_F}{\sqrt{3} \cdot I_F}\right)^2 = 3 \cdot Z_F \cdot \left(\frac{V_F}{I_F}\right)^2$$

Simplificando, se obtiene lo siguiente:

$$Z_L = 3 \cdot Z_F$$

#### 1.4.2 Teorema de Boucherot

En un circuito eléctrico, se tienen distintos equipos que pueden trabajar inyectando potencia capacitiva o consumiendo potencia inductiva. El teorema de Boucherot permite resolver el cálculo total de potencias en circuitos de corriente alterna y está basado en el principio de conservación de la energía. Entonces, a frecuencia constante, la potencia activa suministrada al circuito es la suma de las potencias activas absorbidas por los diferentes elementos del circuito y la potencia reactiva es igualmente la suma de las potencias reactivas absorbidas o cedidas por sus elementos. El Nodo 1 se denomina *nodo Slack o principal* y los nodos 2 y 3 se definen como nodos de carga o PQ (Potencia Activa y Reactiva demandadas definidas). La línea gruesa que vincula los nodos representa la línea, que posee Resistencias  $R$  y reactancias  $X$  definidas.



*Gráfico de potencias aparentes, reactivas y activa en una red y teorema de Boucherot.*

Por lo tanto, existe un equilibrio en el circuito entre la potencia activa (y reactiva) que se genera y que se consume. Es decir:

$$\sum P_i = 0$$

$$\sum Q_i = 0$$

Se observa en este análisis que surgen las potencias  $S_{12}$  y  $S_{23}$ . Estas potencias se asocian a las pérdidas en las líneas o conductores, tanto activas como reactivas. Las líneas eléctricas, al ser elementos conductores metálicos, son susceptibles a producir campos eléctricos (*efecto capacitivo*) y magnéticos (*efecto inductivo*). Como ambos campos son variables en el tiempo, de valor instantáneo, entonces existen pérdidas reactivas. Esto es equivalente a tener una carga adicional conectada a la red.

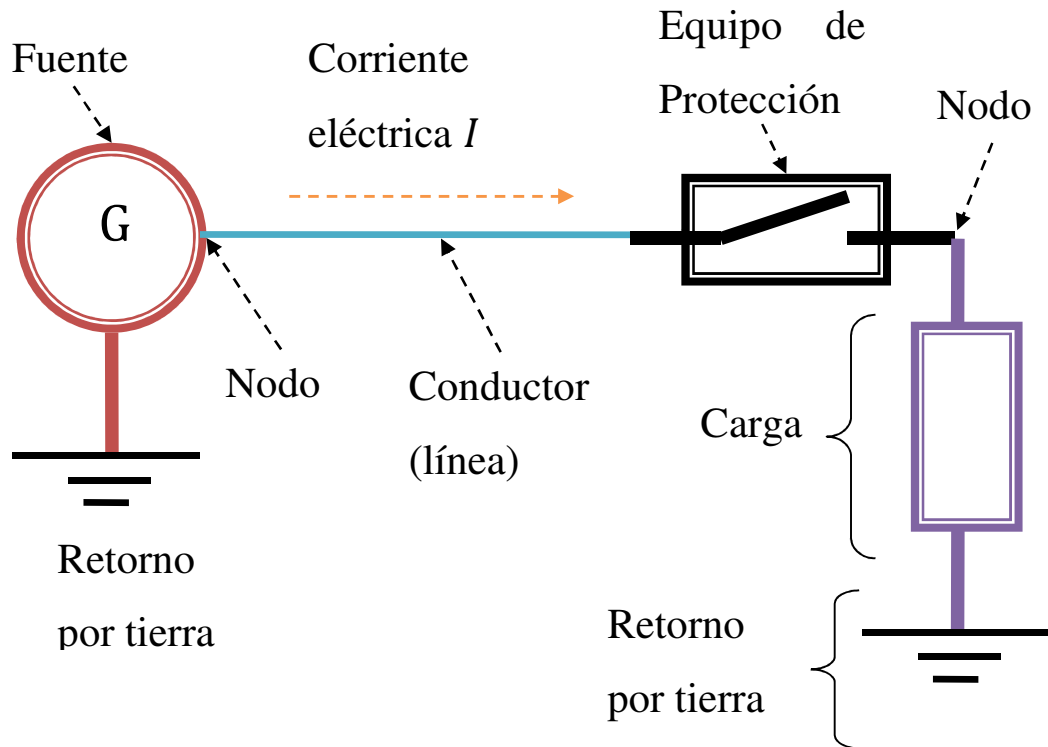
## 2 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se mencionó el vector energético *electricidad*, o también llamada *energía eléctrica*. La *corriente eléctrica* se refiere al flujo de electrones que viaja canalizado en un material conductor desde un punto hasta otro, y se mide en Amper. Su concepto es similar al caudal de agua en hidráulica, o flujo de calor en termodinámica. Esta circulación de electrones es provocada por una *diferencia de potencial* o *fuerza electromotriz* (Volt o V), cuyo concepto es equivalente a la temperatura en termodinámica o a la altura en hidráulica. La *fem* es responsable de la circulación de corriente en un circuito eléctrico. El camino cerrado que canaliza esta corriente se denomina circuito eléctrico. Este circuito es gobernado por leyes físicas que rigen las variables del sistema, llamadas leyes de Kirchhoff. Estas leyes se basan en los principios de conservación de la materia y energía en física.

### 2.1 Componentes básicos de un circuito

Entonces, los *circuitos eléctricos* hacen posible que la energía eléctrica tenga utilidad práctica, cuyos componentes básicos son: generadores, conductores y receptores. Los puntos donde dos o más de estos componentes se vinculan se denominan *nodos* de la red. Se representan los componentes básicos para un *sistema monofásico*, es decir, donde todos los componentes se comportan desde la misma forma, respecto a la tensión y corriente.





*Componentes de un circuito eléctrico, para un sistema monofásico.  
Elaboración Propia.*

En primer lugar, se encuentran los *generadores (G)*, los cuales representan los elementos físicos del sistema de potencia, que producen la fuerza electromotriz y asegura la circulación de corriente.

Los materiales *conductores* transportan la energía eléctrica a través de todo el circuito eléctrico. Incluyen todos aquellos elementos que permiten circular la corriente eléctrica por el circuito eléctrico, partiendo de los generadores hacia los receptores y volviendo al origen. Los más comunes son los cables, que pueden ser de cobre o aluminio. Con motivo de representación, a estos componentes generalmente se les asocia un parámetro llamado resistencia, que es la oposición a la circulación de electrones en el material conductor, debido al choque con las moléculas del material. Estos choques disipan energía en forma de calor, lo cual se denomina efecto Joule. Cuando estos materiales conductores tienen fugas con corrientes de gran magnitud, experimentan un *cortocircuito*.

Los *receptores o cargas* son elementos que transforman la energía eléctrica recibida en otro tipo de energía útil. Los receptores pueden ser cualquier dispositivo que reciba corriente eléctrica y la transforme en algo útil, la bombilla transforma

electricidad en luminosidad, el motor eléctrico transforma la energía eléctrica en movimiento de rotación, etc.

Adicionalmente, y sobretodo sistemas eléctricos de potencia, se tienen elementos de maniobra y protección. Esto se debe a que los distintos componentes tales como los conductores tienden a fallar provocando cortocircuitos, provocando un funcionamiento defectuoso o peligroso e interrumpir todo el sistema. La frecuencia de falla se la denomina *tasa de falla*.

## **2.2 Dispositivos de maniobra y protección**

Los *elementos de maniobra* permiten interactuar y controlar el circuito eléctrico según nuestras necesidades. El más conocido es el *interruptor*, sirve para realizar operaciones de dejar pasar o no, la corriente eléctrica por toda la instalación eléctrica, su mecanismo es muy sencillo, lo único que hace es enlazar el circuito eléctrico mediante la acción de una pieza mecánica.

Un *seccionador* es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico. El objetivo puede ser, por ejemplo, asegurar la seguridad de las personas que trabajen sobre la parte aislada del circuito eléctrico o bien eliminar una parte averiada para poder continuar el funcionamiento con el resto del circuito. A diferencia de un disyuntor o de un interruptor, no tiene mecanismo de supresión del arco eléctrico. Es imperativo detener el funcionamiento del circuito con anterioridad para evitar una apertura en carga, y dañar el dispositivo.

Los *elementos de protección* se encargan de proteger el circuito eléctrico de forma automática. El *elemento de protección* por excelencia en una instalación eléctrica es el fusible. El *fusible* es un hilo conductor fino que está calibrado para que sea la parte más débil de una instalación eléctrica, debido al efecto Joule. De esta manera, cuando se produzca un cortocircuito, la intensidad eléctrica fundirá el material fusible, antes de dañar la instalación y provocar un incendio.

En sistemas de potencia, estos elementos de maniobra y protección se denominan dispositivos de *Seccionamiento y Protección (SP)*. Estos dispositivos son fundamentales para minimizar las cantidades de interrupciones, y de esta forma la

energía que no se puede disponer por falta de servicio. Esto se denomina *confiabilidad* del sistema.

### 2.3 *Clasificación de las redes según el tipo de corriente*

En la actualidad se trabajan con dos tipos de corrientes: la *corriente continua* CC (Bolaños & Gualdrón, 2013) y la *corriente alterna* CA.

En la *corriente continua* (CC), los electrones fluyen de forma constante en una dirección, como la por ejemplo una linterna o cualquier otro dispositivo con baterías. Esto es debido a que la dirección de la fem que origina esta circulación no cambia. Los primeros sistemas de potencia funcionaban con generadores de corriente continua o *dínamos*.

En la *corriente alterna* (CA), la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos, dado que la fem que origina esta circulación cambia. Estos ciclos se denominan *frecuencia* de la red. De esta forma, la tensión y corriente responden a una función periódica respecto al tiempo, que corresponde a una función sinodal. El desfase entre la onda de tensión y corriente se denomina *factor de potencia*, uno de los índices más regulados por las leyes normativas.

La corriente estándar utilizada en los EE.UU. es de 60 ciclos por segundo, es decir, una frecuencia de 60 Hz. En cambio, en Europa y en la mayor parte del mundo es de 50 ciclos por segundo, es decir, una frecuencia de 50 Hz. La calidad eléctrica es un indicador del nivel de adecuación de la instalación para soportar y garantizar un funcionamiento fiable de sus cargas. Una perturbación eléctrica o evento puede afectar a la tensión, la corriente o la frecuencia. Las ventajas y desventajas son las siguientes:

#### **VENTAJAS DE LA CORRIENTE ALTERNA**

- Las máquinas son sencillas, robustas y no requieren mucha reparación y mantenimiento durante su uso.
- Se puede convertir en corriente continua con ayuda de rectificadores.
- En una transmisión a larga distancia con voltajes elevados, las pérdidas de línea son menores que en una transmisión de corriente continua. El costo de elevar y reducir los niveles de tensión, además de los costos de transporte son menores.

## **DESVENTAJAS DE LA CORRIENTE ALTERNA**

- El valor máximo de la corriente alterna es más elevado, por lo tanto, se requiere de un mayor aislamiento. Mientras la corriente continua emite un choque eléctrico que repele al cuerpo humano, la corriente alterna atrae a la persona que mantiene en contacto.
- Debido a la inducción y efecto de capacidad de las líneas eléctricas, la corriente alterna tiene un componente adicional que produce caídas de tensión y pérdidas adicionales. El factor de potencia es un índice medido por las distribuidoras y multado ante ineficiencias. Para atenuar este efecto se recurre a equipos de compensación de factor de potencia, con el objetivo de evitar multas económicas.
- La formulación y resolución de los flujos de potencia son más complejos y tardan más tiempo en converger en CA que en CC. Esto es debido a la mayor cantidad de variables de estado, tales como el ángulo de desfase de las tensiones entre nodos y la potencia reactiva. En algunos casos, los sistemas que funcionan con corriente alterna se modelan como si funcionaran con corriente continua, con el fin de obtener soluciones aproximadas y rápidas.
- La corriente continua se puede almacenar en baterías, a diferencia de la corriente alterna. Esto representa una ventaja para los paneles solares fotovoltaicos, ya que estos generan en corriente continua, antes de adecuarla.

### **2.4 Clasificación según el número de fases**

La corriente alterna se caracteriza por ser periódica, es decir que las variables estudiadas se repiten cambiando de sentido periódicamente (tensión y corriente). Una representación comúnmente utilizada de magnitudes alternas senoidales es la de fasor, que es un vector giratorio. Es decir, se tiene un vector de magnitud  $V_{Max}$ , que parte del origen de coordenadas y gira en sentido antihorario a una velocidad angular  $\omega \left[ \frac{rad}{seg} \right]$ , con movimiento uniforme.

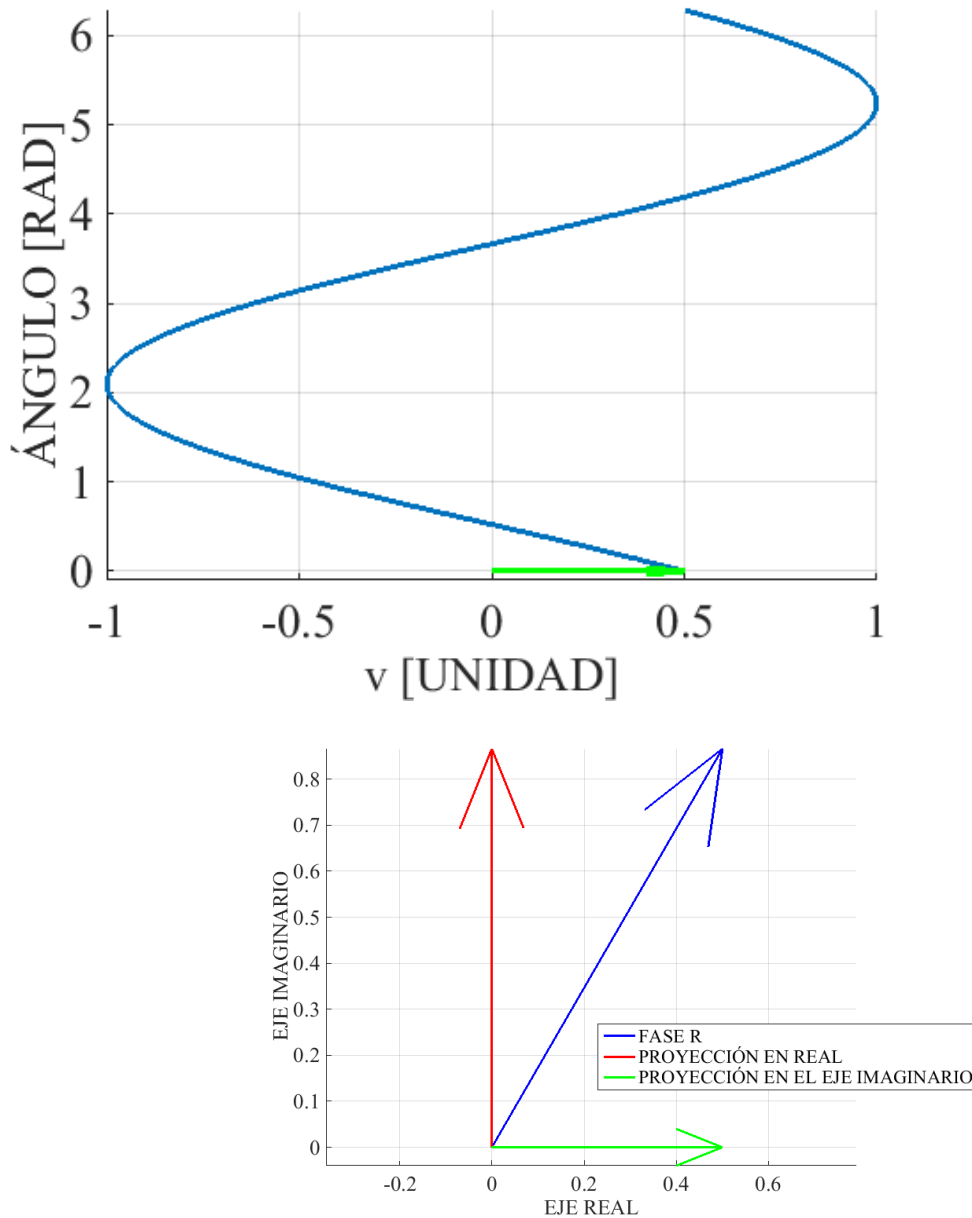
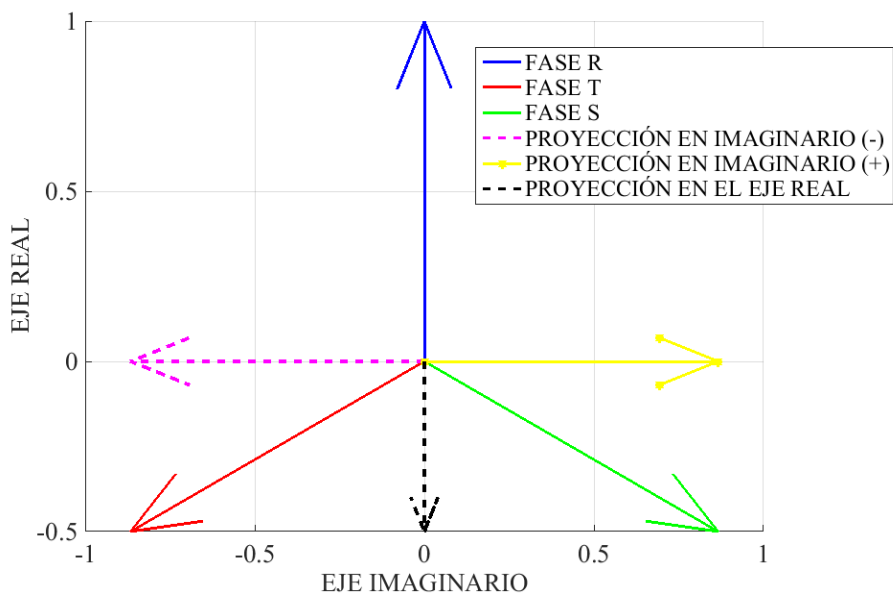
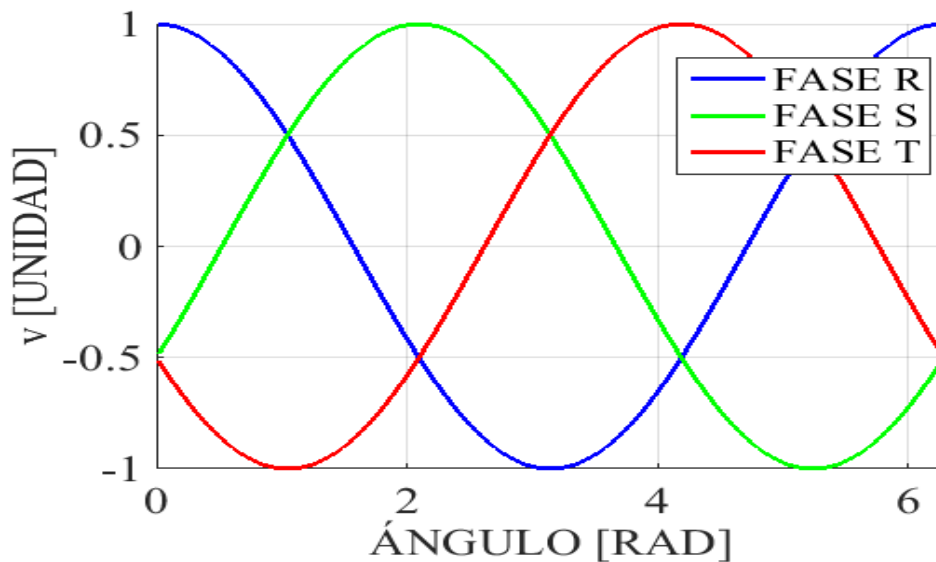


Figura 1. Sistema monofásico. (a) Función sinusoidal ( $v$ ) en función del ángulo en radianes. (b) Fasor y proyección en el eje real e imaginario. Fuente: Elaboración Propia.

Donde en la figura inferior se muestra el vector giratorio, donde la proyección  $V_{Max} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi)$  representa el valor instantáneo de la función periódica senoidal. Entonces, el fasor es representado por su valor instantáneo, mediante la siguiente expresión:

$$v = V_{Max} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi) \tag{1}$$

El término  $\omega \left[ \frac{rad}{seg} \right]$  es la frecuencia natural,  $t$  es el tiempo y  $\phi$  es el desfase en radianes (en este caso  $\phi = 0$ ). Este fasor puede representar una magnitud física, tal como a la tensión y la corriente. En el caso de la corriente, el conductor por donde circula se denomina *Fase*. En las líneas monofásicas se tiene únicamente un conductor (Fase y Retorno), y por lo tanto se estudia una única variable de tensión y corriente.



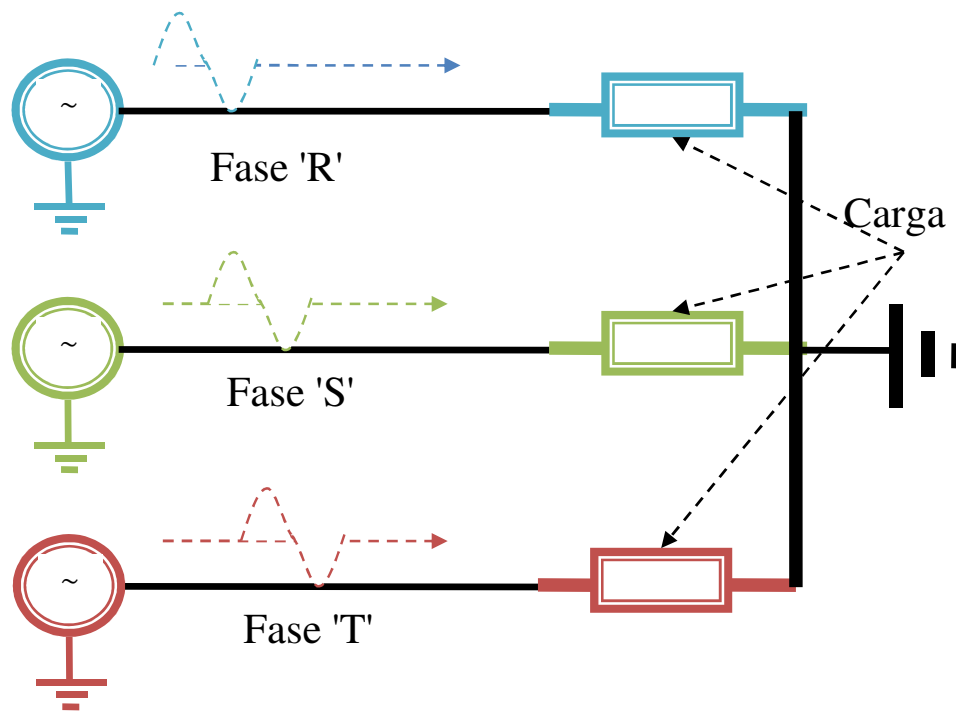
*Terna de magnitudes de una línea trifásica R, S, T. (a) Representación periódica. (b) Representación fasorial.*

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la diferencia entre dos sistemas monofásicos y trifásicos, respecto a la definición

realizada. El eje real corresponde al eje 'x' y el eje imaginario corresponde al eje 'y'. Se dibujan las proyecciones en el eje real y el eje imaginario de los fasores 'R', 'S' y 'T'. Se presenta una magnitud normalizada (de magnitud 1). Se tienen tres fasores giratorios, donde el primero en encontrarse con el eje real, después del 'R', es el fasor 'S'. Para un sistema trifásico, el fasor para cada fase  $F$  se representa mediante la siguiente expresión:

$$\forall F \in \{R, S, T\} \text{ y } \phi^{[F]} \in \left\{0, \frac{1}{3} \cdot \pi, \frac{2}{3} \cdot \pi\right\} \Rightarrow v^{[F]} = V_{Max}^{[F]} \cdot \cos(\omega \cdot t + \phi^{[F]}) \quad (2)$$

Se observa que existe un desfase  $\phi^{[F]}$  distinto para cada magnitud proporcional a  $\frac{1}{3} \cdot \pi$ , o un desfase de  $\frac{1}{3} \cdot \pi$  entre los fasores adyacentes. Es decir, entre la fase 'R' y la fase 'S' existen  $\frac{1}{3} \cdot \pi$  radianes o  $120^\circ$ , de la misma forma entre la fase 'R' y 'S'. Como las funciones son periódicas, también existe este desfase entre 'S' y 'T'.

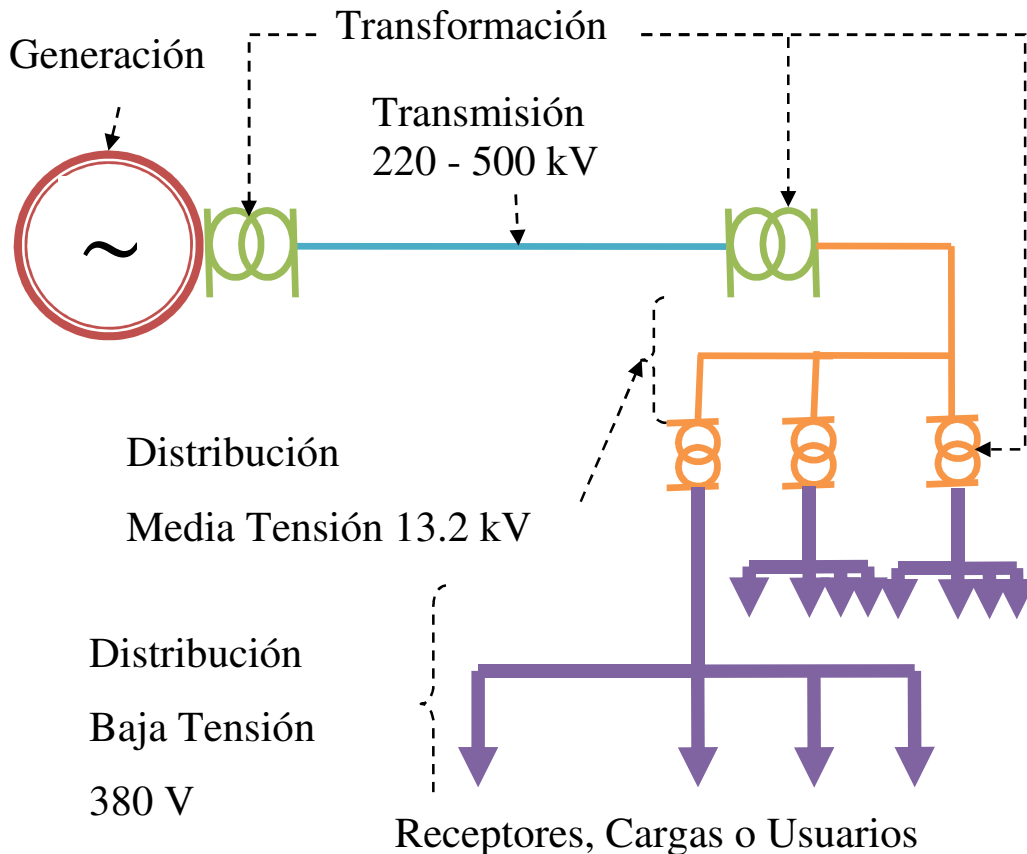


#### *Representación de un sistema trifásico*

Se observa que las tres ondas se encuentran desfasadas entre sí y por lo tanto cada fase tiene un comportamiento distinto entre sí, respecto a tensión y corriente. Si algunas de estas fases (R, S y T) se vinculan entre sí o con tierra mediante un conductor, se produce lo que se denomina cortocircuito. Esta causa de falla es altamente perjudicial para los sistemas eléctricos, de allí surge la necesidad de las protecciones.

## 2.5 Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico

Se presenta un diagrama *unifilar* de los principales componentes de los sistemas de abastecimiento eléctrico. Se llama diagrama unifilar, ya que por simplicidad se representa la terna de conductores mediante un solo conductor, y adicionalmente sin el retorno.



### *Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico.*

Entonces, una máquina (generador) obtiene un vector energético llamado *electricidad* a partir de la *energía primaria* de un recurso X, mediante un determinado proceso de transformación. Este vector energético puede ser transportado para ser utilizado por otra máquina para obtener algún beneficio de interés (*usuario o carga*). Con el objetivo de aprovechar en lo mejor posible la energía del recurso, se recurren a máquinas (*transformadores*) que permiten transportar esa energía a largas distancias, utilizando líneas de *transmisión*. Estas máquinas elevan y reducen la *tensión eléctrica o diferencia de potencial* (V). Las líneas de transmisión trabajan con altos niveles de tensión (mayores a los 132000 Volt o 132 kV). Por último, nuevamente mediante transformadores se disminuye el nivel de tensión de 13.2 kV a

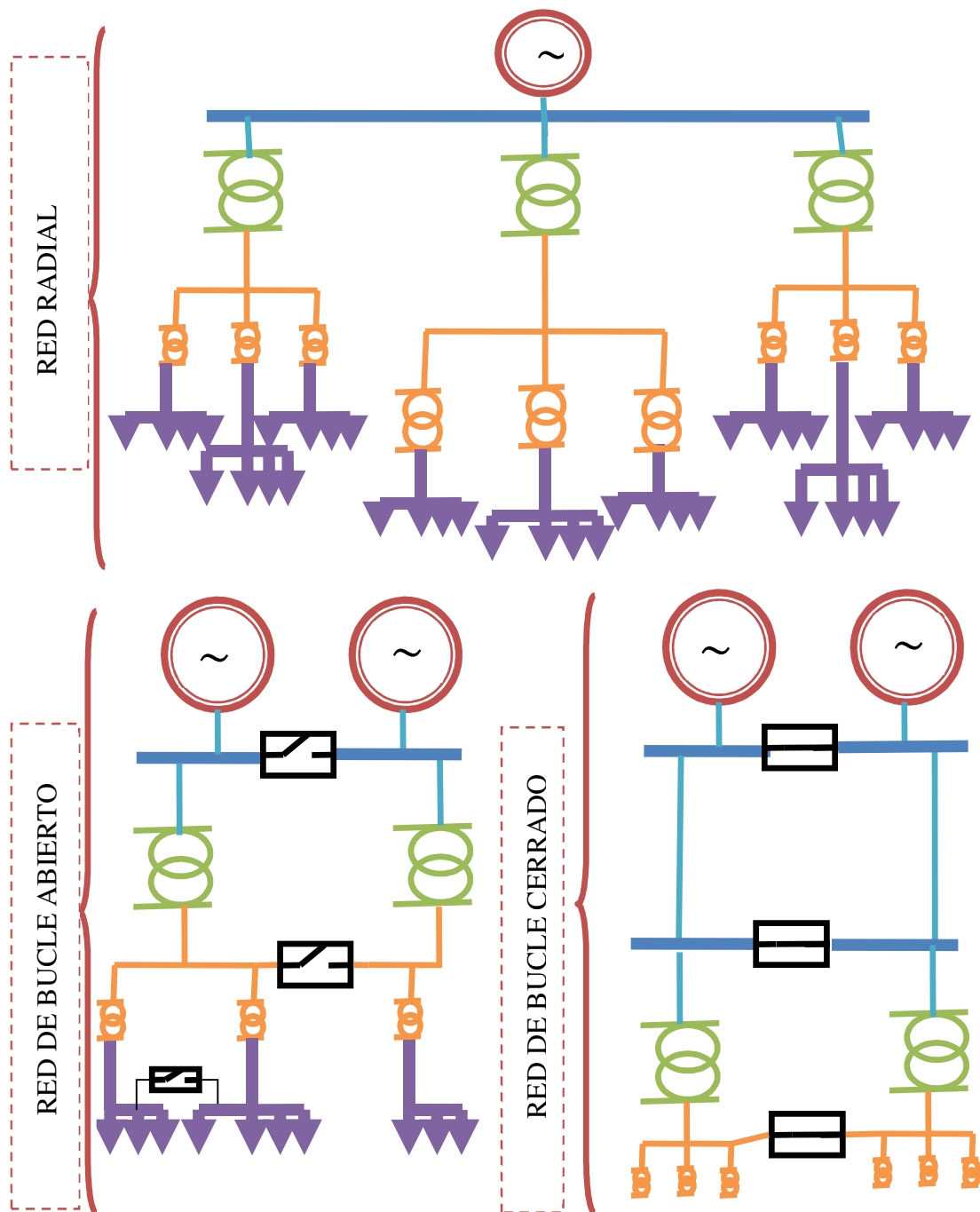


0.38 kV, abasteciendo a los usuarios llamados *Pequeños Usuarios* (PU). Estos transformadores se denominan Subestaciones Transformadoras (SET o SETA). Los usuarios que se encuentren vinculados directamente (transformador mediante) a las *líneas de transmisión o distribución* se denominan Grandes Usuarios, cuya denominación y regulación está establecida según corresponda. Esto se detalla en la sección de segmentación de mercado.

## 2.6 Clasificación según la topología de la red

Entonces se tienen cuatro componentes principales del sistema energético: *Generación, Transporte o Transmisión, Distribución y Grandes Usuarios*. La operación y participación de estos componentes se encuentra establecida en lo que se denomina *ley de marco regulatorio*. Estos cuatro segmentos responden a una división física de cualquier sistema de abastecimiento eléctrico. La conexión entre estos componentes se denomina *topología* de la red, que puede variar dependiendo de las restricciones de presupuesto, requisitos de fiabilidad del sistema, las características de la generación y la carga. Entonces, se pueden tener las siguientes configuraciones:

- *Red radial*: son aquellas redes en las cuales existe un único camino para abastecer cualquier usuario, o nodo. Es decir, no existen mallas o bucles. Entre las ventajas resaltan su simplicidad y la facilidad que presenta para ser equipada de protecciones selectivas. Como desventaja tiene poca garantía de servicio.
- *Red en bucle abierto*: un nodo o carga tiene dos o más formas posibles de conexión, aunque el funcionamiento de la red es como una red radial. Tiene todas las ventajas de la distribución en redes radiales y la posibilidad de abastecer una carga por distintas fuentes.
- *Red en anillo o en bucle cerrado*: se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle. Como ventaja fundamental se puede citar su seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, si bien presenta el inconveniente de una mayor complejidad y sistemas de protección más complicados.



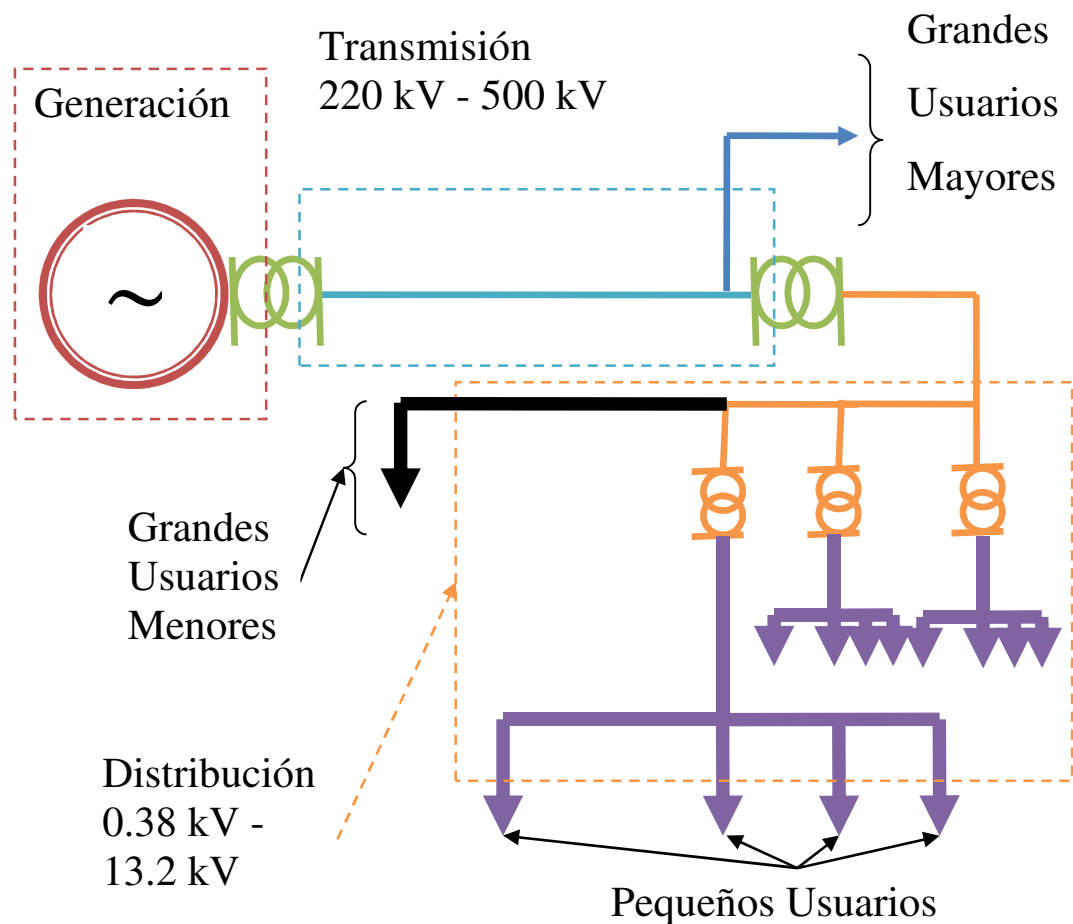
*Red radial, de bucle abierto y mallada o bucle cerrado.*

Se presentan gráficamente los tres tipos de topologías explicadas donde se representan equipos de protección que abren o cierran los circuitos según cada tipo de red correspondiente.

### 2.6.1 Reforma del sector eléctrico

*Privatización y desregulación:* el Modelo de las empresas públicas integradas verticalmente que prevaleció hasta 1990, se agotó por no poder satisfacer los requerimientos de crecimiento del sector energético a través del financiamiento del sector público. A su vez, la crisis de abastecimiento fue otro de los factores que condujo a la privatización del sector energético y la reforma. Con la ley 23696, o *Ley de Reforma del Estado*, de agosto de 1989, de marcada tendencia neoliberal, el sector público, en especial el dedicado a la prestación de servicios públicos modifica la figura del Estado hacia una tendencia de desentendimiento en lo que respecta a regulación y control de los mismos. Debido al estado de emergencia en que se encontraba la prestación de los servicios públicos en general, dentro de los cuales ingresaba el sector eléctrico, se habilitaban importantes medidas de reforma de la función económica del Estado. Estas fueron la privatización de empresas públicas, *la desregulación y eliminación de monopolios* y el otorgamiento de concesiones de servicios y obras públicas a los particulares.

*Segmentación del mercado:* se aprobó la ley 24065 para la privatización del sector eléctrico en la jurisdicción nacional, los servicios de transporte y distribución eléctrica en algunas jurisdicciones provinciales. Surgió la necesidad entonces de definir las reglas de juego o competencia.



*Componentes del sistema de abastecimiento eléctrico.*

Entonces se definieron cuatro segmentos de mercado con reglas de competencias distintas: Generación, Transporte, Distribución y Grandes Usuarios (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). A las redes de transmisión pueden estar acoplados los *Grandes Usuarios Mayores (GUMA)*. Se mencionó en Mediante los transformadores, se reduce el nivel de tensión a niveles más bajos, llamada media tensión (13.2 kV). Estos sistemas se denominan *Sistemas de distribución*. Los usuarios que se acoplen a este sistema (con transformador propio mediante) son denominados como *Grandes Usuarios Menores (GUME)*, *Grandes Usuarios Particulares (GUPA)* y *Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI)*. Mientras que la generación funciona bajo condiciones de libre competencia, el transporte y la distribución en cambio son caracterizados como servicios públicos que se prestan en condiciones de monopolio natural. Por ende, resulta necesaria la presencia del Estado como regulador y contralor de la actividad, función desempeñada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). El ENRE es un organismo

autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. En el área de distribución el ENRE tiene competencia en las áreas de distribución de EDENOR, EDESUR Y EDELAP mientras que las distribuidoras del interior del país son reguladas por los organismos provinciales competentes en cada jurisdicción.

*CAMMESA*: la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima es una empresa de capitales mixtos, con participación pública y privada. Sus principales funciones involucran:

- La operación y despacho de la generación.
- La operación en tiempo real del sistema eléctrico
- La administración de las operaciones comerciales en el mercado eléctrico.
- El cálculo de precios en el mercado spot.

*Secretaría de energía*: la Secretaría de Energía es la figura que se encarga de la determinación de las normas para su funcionamiento garantizando la transparencia y equidad de las decisiones según dos principios:

- Permitir la ejecución de contratos libremente pactados entre las partes, entendiéndose por tales a los generadores, que no tengan su capital accionario total o parcialmente en poder del Estado, grandes usuarios y distribuidores. La norma hace especial referencia a la formación de un Mercado a Término o Futuro.
- Despachar la demanda de energía requerida en base al reconocimiento de precios de energía y potencia, con el compromiso explícito de los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir energía no pactada libremente entre las partes. Este inciso hace clara referencia a la formación de un Mercado Spot o Inmediato.

*ENRE*: El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras EDENOR y EDESUR) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión. Fue creado en 1993 por la Ley N° 24065 en el ámbito de la Secretaría

de Energía y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación. Entre los objetivos con los que debe cumplir el ENRE, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

#### 2.6.2 Sector eléctrico después de la reforma

Posteriormente a la privatización de las empresas públicas del sector energético, la desintegración vertical de las mismas y la formación de precios de mercado, estalló con la crisis económica en los años 2001-2002. Los informes sobre síntomas estructurales preocupantes (caída de reservas, paralización de inversiones y fuertes exportaciones) provocaron nuevamente la intervención estatal.

Desde entonces, y hasta el año 2015, no se ha diseñado un nuevo esquema de organización industrial del sector energético. Las presiones acumuladas desde el lado de la demanda y la oferta dificultan el normal funcionamiento de este.

- Durante la Crisis Económica 2002 se declara la Ley de Emergencia Económica, y se ordena renegociación de todos los contratos de servicios públicos de electricidad y gas natural.
- A principios de 2004, Argentina ingresa en una crisis energética de características estructurales y compromete el normal abastecimiento interno, con afectación a los países vecinos. En el año 2006 los indicadores de abastecimiento se agravan esquema.

- En el año 2007 se ingresa en una fase de *Restricciones Generalizadas* (gas, combustibles líquidos, electricidad). Esto provoca una creciente preocupación e incertidumbre en todas las regiones, sectores productivos y usuarios en general.
- En los años 2008 a 2011 las restricciones pasan a ser normales a pesar de que comienzan a incorporarse nuevos equipamientos térmicos, Ciclos Combinados y motores del plan Energía Distribuida. Crece exponencialmente la factura de combustibles y los subsidios.
- En el año 2012 las empresas de transporte y distribución entran en un acelerado deterioro económico-financiero, contraen deuda con CAMMESA, proveedores y trabajadores.

### 2.6.3 Sector eléctrico actual

A partir de 2015, la lógica preocupación fiscal se tradujo en intervenciones orientadas a reducir los subsidios en el sector energético. A medida que el efecto de los subsidios empezó a menguar, se hizo evidente la necesidad de indagar en el efecto de las políticas energéticas sobre los intereses de los consumidores. Se buscó de esta manera y nuevamente la desregulación y des-intervención del mercado eléctrico. De esta manera, se buscó normalizar la situación económica y financiera, y a su vez incentivar las inversiones necesarias. Sin embargo, la dificultad en la formulación de una planificación de largo plazo, expresado en forma pública y transparente para el sector eléctrico, mostró ser problema. En este sentido, se buscó dar paso a cumplir el objetivo del 20% de renovables, mediante la planificación de las inversiones necesarias, donde una propuesta está en la referencia. En este sentido, se aprobó la denominada: *ley de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública*. Mediante esta ley se busca fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para:

- La generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución.
- Autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.
- Establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la

red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

Las políticas de incentivos para el autoconsumo de los usuarios buscan ser implementadas a través del *Fondo Para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FODIS)*. El FODIS podrá proveer recursos y otorgar préstamos, subsidios o bonificaciones, así como fijar incentivos a la inyección o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación. Incluso podrá financiar la difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías. En el año 2012 se aprueba la ley 26190, la cual estableció que en el 2016 se alcance el 8% de la matriz eléctrica en energías renovables, meta que fue muy difícil de alcanzar. En el año 2016 se aprueba un nuevo marco regulatorio dado por la ley 27191. Se estipula un marco de incentivos, penalizaciones, donde los principales instrumentos regulatorios de interés son los siguientes:

- Amortización acelerada del impuesto a las ganancias.
- Incentivo para proyectos de inversión con componentes Nacionales
- Subsidio del 3% de la tasa de interés en préstamos.
- Utilización de un factor de incentivo con el objetivo de definir un sobreprecio precio original de energía, según la Ecuación (3).

$$\text{Precio Final} = \text{Precio Referencia} \cdot \text{factor de incentivo} \quad (3)$$

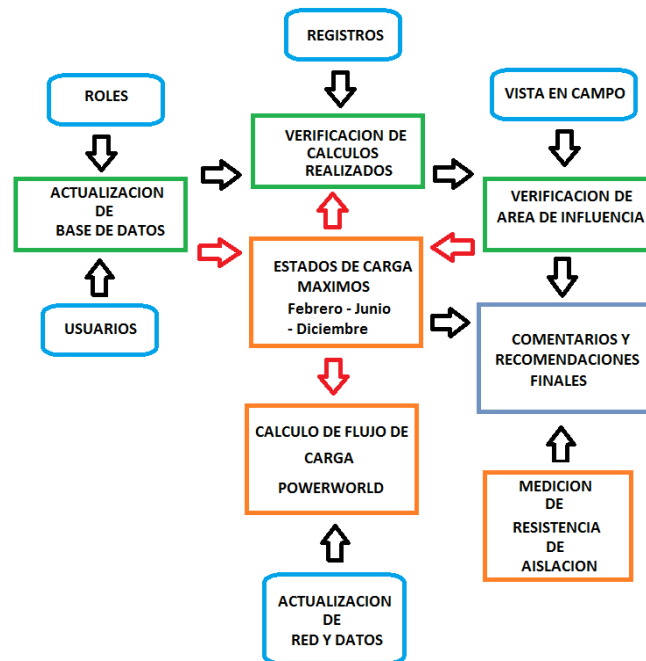
Entre las principales características de esta ley se destacan en primer lugar, el establecimiento de una autoridad de aplicación. En segundo lugar, se fija un precio de referencia de la energía en 113 USD/MWh. En tercer lugar, se establecen mecanismos de penalización evaluados al costo variable: precio del gasoil importado. Por último, se fijan condiciones para la participación en el mercado (potencias mínimas).



Fundación SUYAY  
La Rioja



# MODELACIÓN, ANÁLISIS Y ENSAYO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 0,22 KV, 0,38 KV Y 13,2 KV



*Dr. Ing. Prof. Federico Gabriel Camargo*

*Esp. Ing. Sarroca Esteban*

*Mg. Ing. Argañaraz Félix Daniel*

*Mg. Ing. José Antonio Cabana*

*Ing. Karam Claudio*

*Ing. Sosa Gonzalo*

*Ing. Romero Yolando Rafael*

Fundación SUYAY  
La Rioja

