



4-7-2019

Electrificación de un barrio con aplicación de generación distribuida



Acosta, Ezequiel-Lara Ignacio-Nocera José



ÍNDICE

1	Introducción	5
2	Objetivos	5
3	Alcance y limitaciones	5
4	Descripción general	6
5	Generación Distribuida	7
5.1	¿Qué es la generación distribuida?	8
5.2	Generación Distribuida en el mundo	8
5.3	Generación Distribuida en Argentina.....	9
5.3.1	Tipo de facturación.....	9
5.4	Aplicación de la GD al proyecto	9
5.5	Paneles Solares.....	10
5.6	Inversor	12
6	Marco legal.....	12
7	Beneficios ambientales de la instalación de energía solar	13
8	Análisis económico-financiero	14
9	Memoria descriptiva de la red	18
9.1	Red de Media Tensión (MT)	18
9.2	Centros de transformación	19
9.3	Puesta a Tierra en los Centros de Transformación	19
9.3.1	¿Qué es la Puesta a Tierra de un Centro de Transformación?.....	19
9.3.2	Puesta a Tierra de los Centros de Transformación	20
9.4	Celdas de media tensión	20
9.5	Red de baja tensión.....	20
9.5.1	Red Troncal.....	20
9.5.2	Red de Distribución	21



9.6	Gabinete de distribución	25
9.7	Caja toma tipo country.....	25
10	Balance Energético	25
10.1	Introducción	25
10.2	Cálculo de Cargas	26
10.2.1	Carga máxima.....	26
10.2.2	Carga mínima	29
10.2.3	Carga media.....	30
10.3	Verificación de las condiciones para carga máxima.....	31
10.3.1	Verificación de los estados de carga en condiciones normales	32
10.3.2	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 1.....	34
10.3.3	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 2.....	36
10.3.4	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 3.....	38
10.4	Verificación de las condiciones para carga media	39
10.4.1	En condiciones normales.....	40
10.4.2	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 1.....	42
10.4.3	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 2.....	43
10.4.4	En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 3.....	45
11	Memoria de cálculo.....	47
11.1	Selección de los transformadores	47
11.2	Cálculo de cortocircuitos.....	47
11.3	Selección de los conductores	48
11.3.1	Red de MT	48
11.3.2	Red de troncal de BT	49
11.3.3	Red de distribución BT	50
11.4	Selección de los fusibles.....	51



11.4.1	Para red troncal - Cable BT 1x(3x240/120)	51
11.4.2	Para red distribución - Cable BT 3x1(x95/50).....	52
11.4.3	Para salida Transformador BT	52
11.5	Cálculo de PAT del Centro de Transformación.....	52
11.5.1	Verificación térmica del conductor	53
11.5.2	Resistencia del conjunto Malla-Jabalina	54
11.5.3	Corriente disipada por la malla	55
11.5.4	Tensión de paso y contacto.....	56
12	Marco tecnológico.....	57
12.1	Centros de transformación	57
12.2	Transformador de potencia	58
12.3	Celdas de media tensión	58
12.3.1	Celdas de protección de transformador	59
12.3.2	Celdas de líneas.....	59
12.4	Cables	59
12.4.1	Cables de M.T.....	59
12.4.2	Cables de baja tensión	60
12.5	Gabinetes de distribución	61
12.6	Fusibles.....	61
12.6.1	Fusibles para protección de transformadores	62
12.6.2	Fusibles para protección de líneas troncales	62
12.6.3	Fusibles para protección de línea de distribución.....	63
12.7	Equipamiento de generación	64
12.7.1	Especificaciones técnicas del generador.....	65
12.7.2	Especificaciones técnicas del inversor	65
12.7.3	Paneles solares	66



12.8	Medidor de energía.....	67
13	Conclusiones.....	67
14	Bibliografía	68



1 Introducción

Si bien el conocimiento de energías de fuentes renovables data de mediados del siglo XX, dado el fuerte impacto de éstas en los últimos 20 años, se ha visto un incremento en su desarrollo en todo el mundo. Como por ejemplo en la Unión Europea (según Eurostat) se ha duplicado la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, pasando del 8,5% en 2004 a un 17% en 2016.

En nuestro país, en 2015 se sanciona la Ley 27191 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Eléctrica” que pone como objetivo lograr una contribución de las energías de fuentes renovables del 8% para el 2018 y del 20% para el 2025. También, en el año 2017, se sancionó la Ley 27424 “régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública” que intenta promover el uso de energías provenientes de fuentes renovables llevando la generación a los puntos de consumo, lo que se conoce como generación distribuida. Con esto se busca no solo disminuir la utilización de combustibles fósiles, sino también descentralizar la producción de energía.

Por tal motivo en el siguiente documento se aborda el diseño y la ingeniería, desde el punto de vista eléctrico, de un barrio residencial cerrado con la posibilidad de abastecerlo mediante generación solar fotovoltaica distribuida.

2 Objetivos

El objetivo es el diseño de una red eléctrica capaz de abastecer de energía al barrio y que, a su vez, cada unidad funcional pueda generar energía cumpliendo con la normativa de generación distribuida, de tal forma que, dependiendo el consumo de cada casa, se genere aproximadamente entre el 30 y el 60% de la energía eléctrica que consume y poder venderla cuando sea posible.

3 Alcance y limitaciones

Desarrollo de la electrificación del barrio comprendiendo el diseño de la red de media tensión, centros de transformación, red troncal de baja tensión y red de distribución.

Desarrollo del balance energético para diferentes rangos horarios y distintas situaciones de carga.

Se realizó un manual de operaciones que detalla el procedimiento a seguir en caso de contingencias ante la salida de servicio de cualquiera de las redes de media tensión o de los centros de transformación pudiendo abastecer la demanda sin generar caídas



de tensión significativas. Cabe aclarar que la red está diseñada para poder levantar la carga en caso de salida de alguno de los alimentadores troncales, aunque el procedimiento no se detalló en el manual de operaciones.

Elección del equipo de generación teniendo en cuenta el consumo típico de una vivienda en barrios cerrados según reglamentación de la distribuidora.

Se menciona los beneficios medioambientales de la instalación de equipos de generación del tipo solar fotovoltaico frente a las energías convencionales como así también un análisis económico-financiero en el que se evalúa la viabilidad de estos.

No está al alcance de este proyecto el diseño de la transición entre la red aérea y la red subterránea que alimenta el barrio, el cálculo luminotécnico de las calles y la instalación interna de cada vivienda.

4 Descripción general

El proyecto se basa en la electrificación de un barrio, ubicado en la localidad de Villa Ruiz, a 15 kilómetros de la ciudad de Lujan. Este proyecto de loteo cuenta con 134 lotes de aproximadamente 2000 m² cada uno, que pretenden usar un sistema de energía híbrido en el que se tendrá tanto energía convencional como del tipo solar fotovoltaica.



Figura 1 Ubicación del predio-Fuente: Google maps

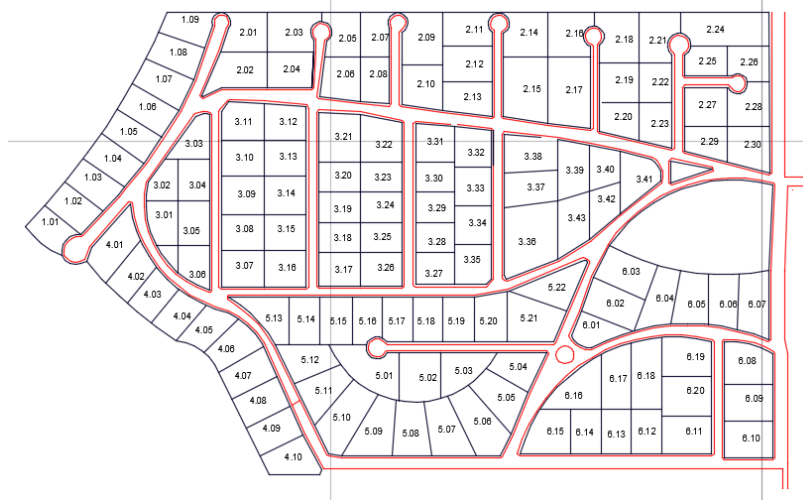


Figura 2 vista en plata del loteo

Debido al lugar donde se va a realizar el proyecto y teniendo en cuenta el impacto visual se optó por una red subterránea tanto en media como en baja tensión. A partir de esto, se propone realizar el dimensionamiento de la red considerando los criterios de diseños detallados a lo largo del documento, basándonos en las reglamentaciones y normativas vigentes. El diseño consta de una red subterránea de media tensión, tres centros de transformación ubicados estratégicamente, una red troncal de baja tensión y una red de distribución a la cual se le inyectara la energía proporcionada por cada vivienda en los casos que estas estén generando más de lo que consumen.

Debido a la complejidad de la red se seleccionó la versión gratuita del software NEPLAN que nos permite analizar, planear, simular y optimizar redes. Este programa cubre todos los aspectos eléctricos en redes transmisión, distribución y generación, y se adapta para sistemas de energías renovables y aplicación de Smart Grid. Este software nos permitió la realización de los cálculos y simulaciones pertinentes para lograr que el sistema sea lo más estable posible ante distintos casos de falla que puedan presentarse. También, se realizaron los estudios técnicos-económicos para poder analizar las ventajas y desventajas de que cada hogar cuente con un equipo de generación solar.

5 Generación Distribuida

Tener distribuida la generación reduce pérdidas y descarga la red de transporte. Y como hay pequeñas fuentes de generación repartidas, ante la posible falla de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico, por lo cual mejora la fiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico.



5.1 ¿Qué es la generación distribuida?

La Generación Distribuida (GD) para Autoconsumo, significa que no sólo las distribuidoras eléctricas proveen energía, sino que los usuarios también pueden generar su propia energía en el mismo lugar donde la consumen. Este tipo de generación busca satisfacer parcialmente las necesidades energéticas del productor-consumidor, en adelante, prosumidor.

En el año 2017 se aprobó en el Congreso de la Nación la Ley 27.424 que promueve el “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”. Cabe destacar que el objetivo de dicha ley es regular la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de los usuarios para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.

Tanto la energía consumida como la excedente inyectada serán medidas y registradas, a través de un medidor bidireccional. En la factura del distribuidor se verá de forma detallada los kWh inyectados, los kWh demandados, y los precios correspondientes a cada uno de ellos.

El prosumidor no puede generar más potencia de la que tiene contratada con el distribuidor, salvo en los casos en que el ente regulador jurisdiccional autorice expresamente un valor mayor. En el caso de los usuarios residenciales que no contratan una determinada cantidad de potencia, deberán consultar el cuadro tarifario de su distribuidora donde se indica la potencia máxima correspondiente a su clasificación tarifaria. En general los usuarios residenciales pueden conectar equipos de GD hasta 10 kW.

5.2 Generación Distribuida en el mundo

En América Latina países como Chile, Colombia, Perú y Uruguay, utilizan un sistema de facturación del tipo “balance neto de facturación” o “Net Billing”, en el cual el prosumidor compra energía al precio que lo vende la distribuidora y lo vende al precio del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En Europa países como Alemania, Noruega, Suiza y Dinamarca (el país más desarrollado en GD), adoptaron un sistema del tipo “Feed in Tariff”, el cual proporciona una tarifa diferenciada como incentivo. En este caso, el prosumidor vende su energía a un precio mayor de lo que le compra a la distribuidora.

Lo concreto es que el mundo apunta a la generación descentralizada de energía eléctrica y sobre todo al fomento del autoconsumo.



5.3 Generación Distribuida en Argentina

Si bien la ley de fomento a la generación distribuida salió en el año 2017, hay provincias que ya habían comenzado a incentivar este tipo de generación de energía y otras que aún sin esperar la reglamentación nacional sancionaron su propia reglamentación provincial y pusieron manos a la obra en el tema, tal es el caso de Salta, Neuquén, Mendoza, Santa Fe, Misiones, San Luis y Entre Ríos. Por otro lado, las provincias de Córdoba y Buenos Aires trabajan en la reglamentación provincial basándose en la reglamentación nacional.

5.3.1 Tipo de facturación

En la provincia de Buenos Aires, siguiendo la reglamentación de la ley nacional, se está trabajando sobre un sistema de facturación neta, por el contrario, en la provincia de Santa Fe ya se utiliza desde el año 2016, un sistema de incentivo con tarifa diferenciada "Feed In Tariff".

La ley nacional propone que el prosumidor recibirá una tarifa de inyección por cada kWh que entregue a la red, dicho precio está establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el MEM.

El esquema de facturación será del tipo "Balance Neto de Facturación", en el cual el valor a pagar por el usuario-generador será el que resulte de la diferencia entre el valor monetario de la energía demandada a la red y el de la energía inyectada sin impuestos. En la factura se detallará los valores económicos y energéticos tanto de la generación como de la demanda. Si por la compensación resulta un saldo a favor del usuario-generador, se configurará un crédito a favor de este; en el caso que dicho saldo resulte favorable durante tres bimestres consecutivos, la distribuidora podrá suspender la inyección de energía hasta tanto se regularice su situación.

5.4 Aplicación de la GD al proyecto

Como ya mencionamos, nuestro proyecto consta de 134 lotes los cuales van a generar en promedio entre el 30 y el 60% de la energía consumida y mediante un medidor bidireccional polifásico se medirá la energía neta. Para dicha generación se utilizará un sistema fotovoltaico on grid, que es capaz de funcionar en paralelo con la red eléctrica. Estos equipos son del tipo síncronos y no poseen baterías, lo que significa que, en caso de haber un corte del suministro externo, se suspenderá la generación de energía.

El sistema de generación distribuida será instalado en cada uno de los lotes y ocupará un espacio de 16 m² con un peso aproximado de 200 kg de manera que se puede ubicar en los techos de las viviendas sin ningún tipo de riesgo para la estructura.



Teniendo en cuenta que según la distribuidora un cliente residencial del tipo TR 1 tiene una potencia instalada de aproximadamente 10 kW se recomienda instalar en cada casa una generación de 2700 Wp que constará de:

- 10 paneles policristalinos de 270 WP
- 5 estructuras de montaje (para dos paneles cada una)
- 1 inversor trifásico para inyección a la red de 3000 W
- Conexiones necesarias para la instalación

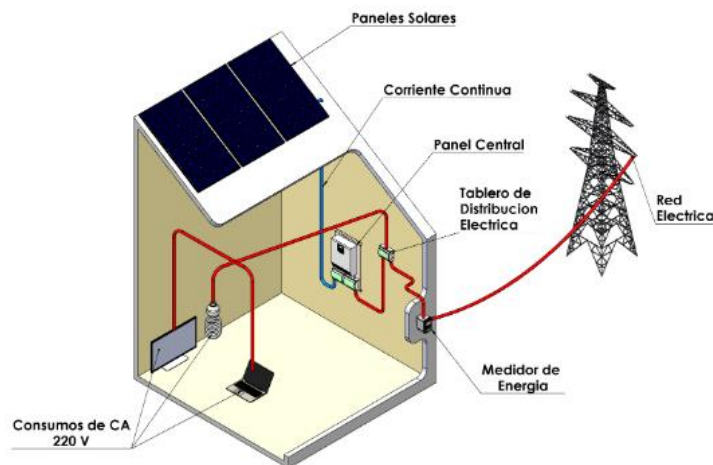


Figura 3 Esquema de instalación de paneles

5.5 Paneles Solares

Los paneles mediante una reacción química transforman los rayos UV en energía, que por medio de un regulador de voltaje serán la fuente de alimentación del inversor. Dependiendo del tipo de inversor se conectarán en serie o paralelo ofreciendo mayor tensión de salida o mayor corriente respectivamente.

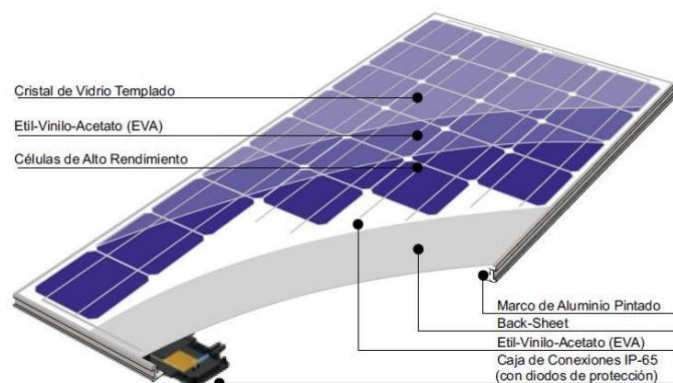


Figura 4 Componentes de un panel solar

Dependiendo donde se instalen tendrán mayor o menor eficiencia según la radiación solar de la zona.

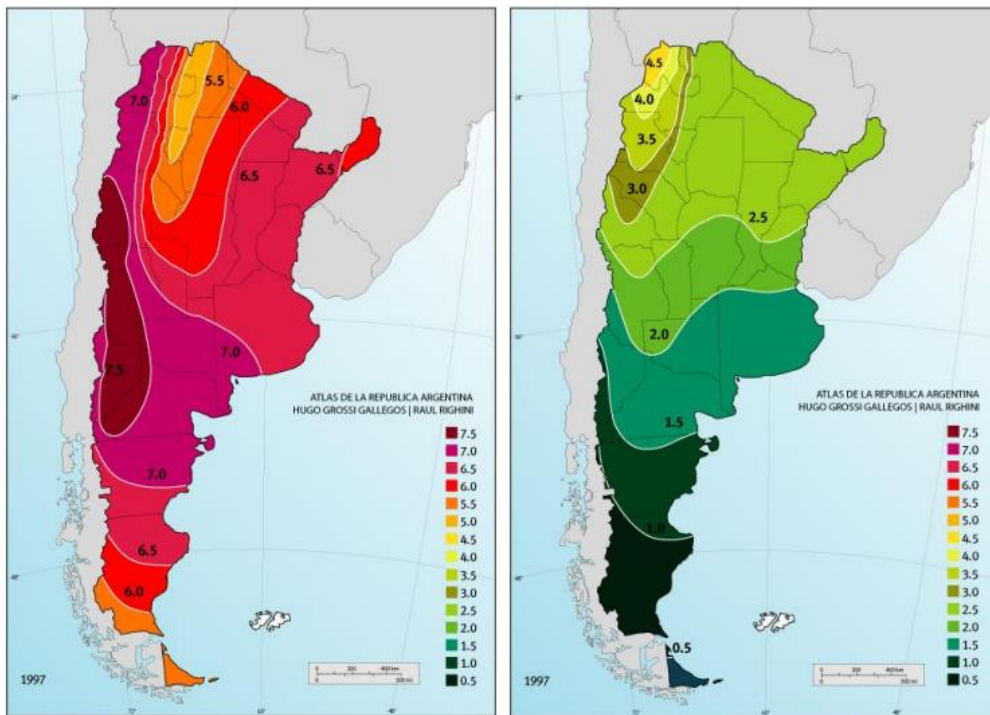


Figura 5 Radiación solar en Argentina

Los cálculos en este proyecto están hechos para una radiación promedio de 4,64 kWh/m²/día que es promedio de generación para la zona donde se va a desarrollar la obra.

RADIACION PROMEDIO DIA

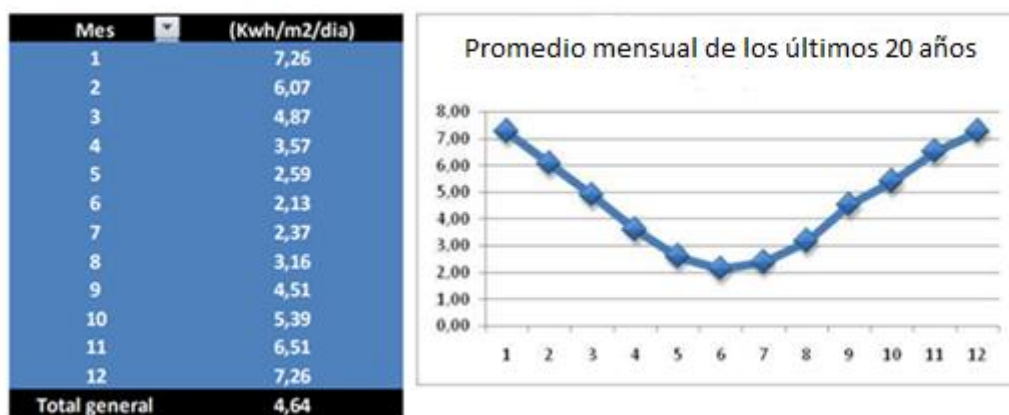


Figura 6 Radiación promedio



En nuestro caso en cada vivienda se utilizarán 10 paneles policristalinos de 270 Wp conectados en paralelo que generaran un total de 2700 Wp que es el equivalente al 30% del consumo promedio de cada casa.

5.6 Inversor

El inversor es el dispositivo electrónico que convierte los 12 o 24 Volt de CC en 220 o 380 Volt de CA y lo pone en sincronismo con la red para su conexión en paralelo permitiendo la inyección de energía. Este dispositivo al ser del tipo sincrónico en caso de un corte de energía dejará de inyectar a la red.

6 Marco legal

Para el desarrollo del proyecto nos basamos principalmente en la ley nacional 27.424 y su respectiva reglamentación. También se tuvieron en cuenta tanto las normativas vigentes en algunas provincias que fueron pioneras en la producción energías renovables como las leyes y normativas de algunos países de Europa y América Latina.

En lo que respecta al diseño de la red eléctrica se utilizaron tanto las reglamentaciones de la distribuidora de la zona, como las de la AEA.

A continuación, se hace un detalle de cada una de las leyes, reglamentaciones y normativas utilizadas en el proyecto.

- ❖ Ley 27.424 “RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA”
- ❖ Reglamentación de la ley 27.424 sobre el RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA
- ❖ Reglamentación de EDEN para redes subterráneas de media y baja tensión
- ❖ Reglamentaciones de la AEA:
 - 90865 “CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO”
 - 90364 “REGLAMENTACION PARA LA EJECUCION DE INSTALACIONES ELECTRICAS EN INMUEBLES”
 - 95401 “REGLAMENTACION SOBRE CENTROS DE TRANSFORMACION Y SUMINISTROS EN MEDIA TENSION”



7 Beneficios ambientales de la instalación de energía solar

La energía solar fotovoltaica, al igual que otras energías renovables constituye frente a los combustibles fósiles una fuente inagotable, además contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc.)

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

Clima: la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.

Geología: Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.

Suelo: al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosionabilidad es nula.

Aguas superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

Paisaje: los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual.

Ruidos: el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor en viviendas aisladas.

Medio social: El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. Además, en gran parte de los casos, se pueden integrar en los techos de las viviendas.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.



La perspectiva economicista de la energía solar fotovoltaica (ESFV) olvida un hecho fundamental; el bajo impacto ambiental de esta tecnología al ser comparada con otras fuentes energéticas. Si a los costes estándar de otras fuentes energéticas, les sumamos los costes ambientales derivados y otros costes asociados, las diferencias económicas entre la ESFV y las energías convencionales tienden a desaparecer.

8 Análisis económico-financiero

El objeto económico principal de instalar un equipo de generación distribuida es abaratar el costo de la energía consumida desde la red a lo largo de la vida útil del equipo colocado.

Si bien el fabricante asegura una vida útil del producto de 25 años y un rendimiento del 90% del valor eficaz a los 10 años de uso, para realizar un análisis económico-financiero consistente en la relación ahorro de compra de generación-inversión a realizar, se tomaron en cuenta los primeros diez años del proyecto para el análisis de flujos y retornos sobre el capital, considerando este lapso un período razonable para analizar la viabilidad económico-financiera del proyecto.

Se tomó una tasa de ajuste tarifario del 15% anual, presuponiendo que esa será la tasa de evolución del índice de precios al consumidor, lo que definirá las variables financieras de análisis, poniendo dicho 15% como tasa objetivo en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), como así también sirviendo de tasa base referencial para cualquier decisión de inversión que se tome a partir de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Dado el alto costo de instalación de los equipos de generación distribuida y teniendo en cuenta que solo se generará aproximadamente un 30% de la energía que se consume en cada unidad funcional, cabe preguntarse cómo se amortiza este gasto y si resulta rentable o al menos no da pérdida. Por otra parte, hay que tener en cuenta que el equipamiento tiene un gran costo inicial pero un muy bajo costo, casi nulo, de mantenimiento durante su vida útil, además el fabricante asegura una vida útil de 25 años y un rendimiento del 90% del valor eficaz a los 10 años de uso, lo que hace muy eficiente. Para evaluar todas las posibilidades y teniendo en cuenta que usamos la generación para autoconsumo principalmente, se realiza el análisis económico-financiero en base al ahorro de energía consumida de la red.

Teniendo en cuenta los materiales a utilizar, descriptos en el capítulo 12 “Marco Tecnológico”, se calculó un capital inicial de \$220.000 que si bien es una cifra significativa no es exorbitante para el gasto de una vivienda en el lugar donde se está instalando; de todas formas, se realizó un análisis para tener en cuenta los años que



llevara recuperar la inversión basándonos en una factura de energía de un consumo típico de una vivienda en un barrio cerrado perteneciente a la zona donde se va a realizar el proyecto.

Para este cálculo se tuvieron en cuenta los siguientes datos:

Horas luz promedio por día	7,5
Total horas año	2738
Tasa de días despejados o baja nubosidad	70%
Total horas año de generación	1916
Máximo de generación diaria (kW)	2,7
Mínimo de generación diaria (kW)	1,89
Promedio de generación diaria (kW)	2,3
Generación anual máxima (kWh)	5173,88
Generación anual mínima (kWh)	3621,71
Generación anual promedio (kWh)	4397,79
Consumo anual general promedio (kWh)	7140
Compra anual general promedio (kWh)	2742

Tabla 8-1 Generación en base a las horas de sol

Una vez calculada la generación anual promedio se realizó un flujo de fondos evaluando 20 años de vida útil (ver anexo III). Luego se hizo un cálculo de amortización a 10 años donde se calculó TIR, VAN y Pay Back sobre el saldo neto y sobre el saldo neto amortizado teniendo en cuenta un incremento de tarifa anual del 15%, y arrojó un saldo positivo lo que hace viable al proyecto desde el punto de vista económico, ya que se logra recuperar la inversión. También resulta viable desde el análisis financiero, donde la VAN calculada ya sea con flujos netos como con flujos amortizados, arroja un saldo positivo; como así también la TIR devuelve un resultado, en ambos casos, superior al 15% de referencia de incremento anual.



Año	Saldos netos	Saldos amortizados
0	\$ -220.000	\$ -220.000
1	\$ 35.063	\$ 13.063
2	\$ 40.282	\$ 20.482
3	\$ 46.278	\$ 28.458
4	\$ 53.167	\$ 37.129
5	\$ 61.181	\$ 46.646
6	\$ 70.172	\$ 57.182
7	\$ 80.618	\$ 68.926
8	\$ 96.618	\$ 82.095
9	\$ 106.404	\$ 96.933
10	\$ 122.242	\$ 113.719
TIR	22,29%	15,26%
VAN 15,00%	\$ 72.633,14	\$ 2706,66

Tabla 8-2 Flujo de fondos

Sobre saldos netos (10 años)	
TIR	22,29%
VAN	\$ 72.633,14
Pay back (años)	5

Sobre saldos amortizados (10 años)	
TIR	15,26%
VAN	\$ 2706,66
Pay back (años)	9

Tabla 8-3 Amortización

Como se enunció anteriormente, si bien se trata de una inversión de un monto considerable, es muy baja la incidencia de dicha inversión en el monto total que representa el valor final de una vivienda de las características descriptas. Se debe considerar que se trata de una única inversión inicial, que no requiere inversiones adicionales a lo largo del tiempo, como así tampoco representa erogaciones por costos, ya que estos no se encuentran visibles dentro del proyecto. A pesar de esta condición se planteó una previsión del 0,8% anual del monto generado para atender eventualidades de mantenimiento.

El fabricante del producto asegura una vida útil de 25 años, pero se decidió, para llevar un análisis económico-financiero, amortizar el proyecto a una tasa anual del 10% sobre el saldo neto del capital invertido (10% del capital neto, descontadas las amortizaciones previas), para estimar con mayor precisión la reposición del equipo al final de su vida útil. Este análisis nos da un valor residual del equipo instalado de



\$76.700 al final del décimo año, aproximadamente un 35% de la inversión inicial. Si se considera que el flujo neto del año 11° es de aproximadamente \$148.100, podemos concluir razonablemente, que el tiempo que el equipo de generación distribuida funcione por sobre los 11 años desde su instalación, estará generando energía a un costo \$0 por lo que reste de su vida útil.

Cabe destacar que el beneficio económico que representa generar el 30% de la energía consumida representa un ahorro sustancial en la estructura de costos de la vivienda generadora en lo inmediato, que se irá incrementando a lo largo de la vida útil del equipo generador, funcionando la generación propia como un seguro de precio en el tiempo para la compra de energía externa, siendo este seguro de precio de un 30% neto a partir del momento total de amortización del equipo.

Dadas las condiciones actuales del mercado doméstico eléctrico, no existen instrumentos para realizar un seguro de precios (futuros y opciones) como tampoco existe la posibilidad de la compra anticipada de energía (forwards y buy short). La posibilidad de que el propio consumidor, con una inversión inicial equivalente a casi cuatro años de consumo, genere un seguro de precio de compra que se prolongue a lo largo de los 25 años de vida útil del equipo generador, es el argumento de mayor peso a la hora de sostener la viabilidad de este proyecto.

Dada la total falta de costos, sean estos de cualquier tipo (variables, fijos, operativos, etc.) este proyecto no presenta sensibilidad alguna en su rentabilidad dada una modificación abrupta al alza en el IPC.

Dado que la rentabilidad del proyecto está directamente relacionada al incremento en las tarifas de la energía consumida, un incremento de estas superior al promedio del 15% anual definido como objetivo en este proyecto, arrojará resultados financieros mucho más favorables que los plasmados en este análisis, acortando el tiempo de Pay Back sustancialmente, como así también mejorando los valores de la TIR y la VAN en el plazo calculado de 10 años. Esto se produce debido a la “licuación” que produce la tasa inflacionaria sobre el capital inicial invertido.

De darse la condición inversa, bajarán en forma directamente relacionada la tasa TIR, los saldos VAN y se incrementará el tiempo de Pay Back.

Entendiendo que la generación distribuida, más allá de los beneficios simbólicos (energías renovables, medio ambiente conservacionista) también debe resolver aspectos económicos básicos para su uso, queda demostrado en este análisis económico financiero, que cumple ampliamente las condiciones para posicionarse



como una energía sustentable ambientalmente con un agregado económico de saldo positivo.

9 Memoria descriptiva de la red

9.1 Red de Media Tensión (MT)

El predio estará alimentado desde una red de 13,2 kV aérea que se encuentra ubicada a uno de sus laterales.

Se instalarán tres transformadores 13,2/0,4 kV de 250 kVA ($\pm 5\%$) (ver capítulo 12 “marco tecnológico”) distribuidos de forma estratégica de manera que cada uno alimente una demanda similar a los otros dos. De esa forma, cada transformador trabajará con una carga algo superior al 50% de la nominal, lo que nos brinda una mayor estabilidad en la red dado que en caso de una avería en cualquiera de los transformadores, los dos restantes están en condiciones de abastecer la demanda sin sufrir sobrecargas ni provocar una caída de tensión significativa. (Ver capítulo 10 “Balance Energético”)

Los transformadores estarán instalados en centros de transformación (CT) que serán cámaras a nivel, donde también se encontrarán las celdas de maniobras y protección.

Los CT estarán conectados entre sí formando un anillo en media tensión de manera que, en caso de falla de alguno de los conductores de alimentación de los transformadores, realizando las maniobras pertinentes, descriptas en EL ANEXO I, sea posible alimentar el transformador desde otro conductor.

Según los cálculos realizados en el capítulo 11 “Memoria de Calculo” y siguiendo la normativa de EDEN, se utilizará un alimentador formado por tres cables armados subterráneos XLPE de 1x185 mm² Al/Al de sección circular directamente enterrados a un metro de profundidad.

En la tabla 9-1 se detalla la denominación de las líneas de M.T.

Red de M.T					
Denominación línea	Desde	Interruptor Celda	Hasta	Interruptor Celda	Longitud
LMT 1	Entrada	-	CT 1	1	350
LMT 2	CT 1	2	CT 2	8	700
LMT 3	CT 1	4	CT 3	6	700
LMT 4	CT2	5	CT 3	7	290

Tabla 9-1 Denominación de los cables de M.T

9.2 Centros de transformación

Los centros de transformación serán del tipo premoldeados (descritos en el capítulo 12), en las que se instalarán cada transformador con sus respectivas celdas de maniobras y protección.

Se optó por este tipo de cámara ya que tienen un reducido impacto ambiental, visual y acústico, reducidas dimensiones, bajo riesgo de vertidos de los aislantes a la vía pública ya que posee un foso de recogida dieléctrico líquido, con revestimiento resistente y estanco.

9.3 Puesta a Tierra en los Centros de Transformación

9.3.1 ¿Qué es la Puesta a Tierra de un Centro de Transformación?

El sistema de puesta a tierra (PAT) ya sea mallado o mediante el hincado de jabalinas, es lo que brinda seguridad a la persona y asegura un buen funcionamiento del neutro. La puesta a tierra de protección y servicio pueden estar separadas (sistema TT) o concurrir a un mismo punto (la malla de tierra) mediante cables separados (sistema TN-S).



Figura 7 Sistema TN-S

Valores recomendados por la IEEE 142-1991.

- Para grandes subestaciones, estaciones de generación y líneas de transmisión, el valor debe ser de 1 ohm.
- Para subestaciones de plantas industriales, edificios y grandes instalaciones comerciales, el valor debe estar entre 1 y 5 ohm.
- Para un electrodo simple, el valor debe ser 25 ohm

La reglamentación de la AEA permite un sistema de PAT del tipo TN-S si la medición de resistividad del conjunto malla-suelo no supera los 2 Ohm y 10 Ohm para un sistema TT.



9.3.2 Puesta a Tierra de los Centros de Transformación

Es importante destacar la diferencia entre PAT de protección y PAT de servicio.

En la PAT de protección se unirán todas las masas metálicas de los aparatos que estén sometidos a tensión, que en condiciones normales no deberían tener tensión, para que en caso de falla en la aislación la corriente sea drenada a tierra y de esta manera evitar un posible contacto con las personas.

La PAT de servicio asegura el buen funcionamiento del neutro, además sabiendo que el grupo de conexión del transformador es del tipo TRIANGULO – ESTRELLA, en caso de falla de alguno de conductores del lado de BT, la corriente de falla drenaría por el cable neutro evitando de esta manera picos de tensión y posibles roturas en las dos fases restantes.

Para nuestro proyecto se diseña un sistema TN-S dado la baja resistividad del conjunto malla-jabalina (ver cálculo en el capítulo 11.5)

Cada uno de los tres CT estará conformado por un conjunto de 5 jabalinas de 35 mm de diámetro y 3 m de largo, unidas por un mallado de cable desnudo de cobre de 95 mm² de 4,20 x 3,00 m, enterrado a un metro de profundidad, y otro similar enterrado 1,5 m de manera que cada uno forme una cuadrícula de 30 x 30 cm. El centro de estrella del transformador, se vinculará a dicho mallado también mediante un cable desnudo de cobre de 95mm².

El cálculo se basó en la reglamentación de la AEA para centros de transformación, en la Norma VDE 0141 y la IEEE “cálculo de puestas a tierras en subestaciones”

9.4 Celdas de media tensión

Se utilizarán celdas para protección de transformador con interruptor fusible y para acometida de líneas celdas con interruptor de tres posiciones aisladas en aire (ver capítulo 12 “marco tecnológico”).

9.5 Red de baja tensión

La red de baja tensión está conformada por dos sistemas, una red troncal y una de distribución según indica la reglamentación de EDEN. El funcionamiento es en simultáneo para evitar corrientes de circulación, pero está diseñada para en caso de ser necesario, poder funcionar en anillo.

9.5.1 Red Troncal

La red troncal une cada CT con los gabinetes de distribución con cable armado subterráneo (CAS), según la reglamentación de EDEN y los cálculos realizados en el



capítulo 11. Cada alimentador estará compuesto por un CAS de 3x240/120 mm² Al/Al de sección circular XLPE directamente enterrado a 0,8 metros. Cada alimentador sale de su respectivo centro de transformación hacia dos buzones que distribuyen toda la red troncal pasando por los distintos gabinetes que la conforman.

9.5.1.1 Denominación de cables de la red troncal

En la siguiente tabla se detallan la denominación de cada una de las líneas que componen la red troncal.

Red troncal B.T					
Denominación línea	Desde Buzón	Fusible	Hasta	Fusible	Longitud
L210	1.1	F3	1.4	F1	100
L211	1.4	F4	1.6	F1	170
L212	1.3	F1	1.2	F3	130
L213	1.2	F4	3.3	F1	360
L214	1.6	F4	1.5	F1	120
L215	1.5	F4	2.5	F1	110
L216	1.7	F2	1.3	F4	120
L221	2.1	F2	2.6	F6	190
L222	2.6	F2	2.5	F4	110
L223	2.2	F3	2.3	F1	130
L224	2.3	F2	2.4	F4	180
L225	2.4	F1	1.7	F1	120
L226	2.2	F5	2.1	F1	10
L231	3.1	F5	2.2	F1	260
L232	3.3	F5	3.2	F1	330

Tabla 9-2 Denominación de líneas de la red troncal

9.5.2 Red de Distribución

La red de distribución parte de cada buzón de la red troncal hacia las cajas toma tipo country con CAS XLPE 3X95/50 mm² Al/Al (Ver Memoria de cálculo) directamente enterrado 0,70 metros, alimentando cada manzana por dos lugares distintos de manera que, al igual que la red troncal, quede anillada. Si hubiera alguna falla en un tramo de la línea esto nos permitiría rápidamente restablecer el servicio por otro cable sin tener caídas de tensión mayores a las que indica la norma, y asegurando en condiciones normales una tensión superior al 95% de nominal de la red (Ver Capitulo 10 "Balance Energético").

El sistema utilizado para la red de distribución es mediante cajas toma tipo country. Este sistema de conexión nos permite mantener conectado cada lote con un juego de



fusibles de entrada/salida y otro de acometida a cada pilar que alimenta dos cargas, como se observa en la figura 8.

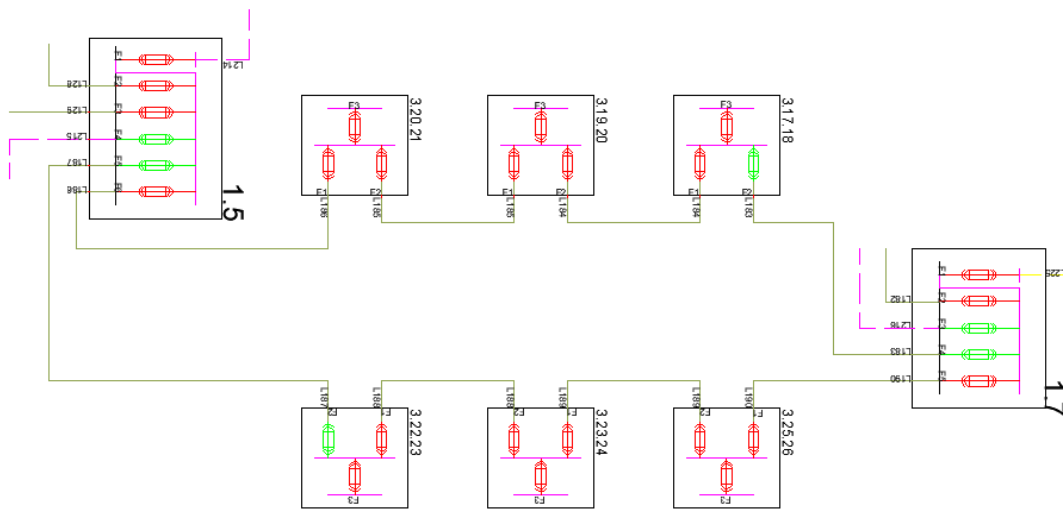


Figura 8 Esquema de conexión en distribución

9.5.2.1 Denominación de cables de la red de distribución

En la siguiente tabla se detalla la denominación de cada una de las líneas que forman la red de distribución.

Red de distribución					
Denominación línea	Desde Buzón	Fusible	Hasta	Fusible	Longitud
L101	BD1	F3	4.03.04	F1	32
L102	4.03.04	F2	4.05.06	F1	82
L103	4.05.06	F2	4.07.08	F1	88
L104	1.1	F2	3.01.02	F2	70
L105	3.01.02	F1	1.4	F2	34
L106	1.1	F4	BD1	F1	11
L107	BD1	F2	1.01.02	F2	115
L108	1.01.02	F1	1.03.04	F2	78
L109	1.03.04	F1	1.4	F5	56
L110	3.05.06	F2	1.2	F2	114
L111	3.03.04	F2	3.05.06	F1	107
L112	3.03.04	F1	1.4	F6	96
L113	1.4	F3	1.05.06	F1	59
L114	1.05.06	F2	1.07.08	F1	79
L115	1.07.08	F2	1.08.09	F1	42
L116	1.08.09	F2	2.01.02	F1	11
L117	2.01.02	F2	1.6	F2	162



L118	1.3	F2	3.07.08	F2	100
L119	3.07.08	F1	3.09.10	F2	92
L120	3.09.10	F1	3.10.11	F2	45
L121	3.10.11	F1	1.6	F6	95
L122	1.3	F3	3.15.16	F1	100
L123	3.15.16	F2	3.13.14	F1	92
L124	3.13.14	F2	3.12.13	F1	45
L125	3.12.13	F2	1.6	F5	95
L126	1.6	F3	2.03.04	F1	100
L127	2.03.04	F2	2.05.06	F1	11
L128	2.05.06	F2	1.5	F2	116
L129	1.5	F3	2.07.08	F1	109
L130	2.07.08	F2	2.09.10	F1	11
L131	2.09.10	F2	2.5	F2	107
L132	2.5	F3	2.12.13	F1	102
L133	2.12.13	F2	2.11.12	F1	45
L134	2.11.12	F2	2.14.15	F1	25
L135	2.14.15	F2	2.6	F3	150
L136	2.6	F4	2.16.17	F2	162
L137	2.16.17	F1	2.18.19	F2	14
L138	2.18.19	F1	2.19.20	F2	50
L139	2.19.20	F1	2.22.23	F2	187
L140	2.22.23	F1	2.21.24	F2	98
L141	2.21.24	F1	2.25.26	F2	111
L142	2.25.26	F1	2.27.28	F2	11
L143	2.27.28	F1	2.29.30	F2	186
L144	2.29.30	F1	2.1	F4	78
L145	2.1	F3	3.39.40	F2	108
L146	3.39.40	F1	2.6	F5	60
L147	3.41.42	F1	2.2	F4	79
L148	2.3	F4	3.41.42	F2	50
L149	3.36.43	F2	2.3	F3	48
L150	3.37.38	F2	3.36.43	F1	203
L151	2.6	F1	3.37.38	F1	95
L152	2.2	F2	6.02.03	F2	172
L153	6.02.03	F1	6.01.02	F2	45
L154	6.01.02	F1	3.1	F4	48
L155	3.1	F3	6.16.17	F2	78
L156	6.16.17	F1	6.18.19	F2	37
L157	6.18.19	F1	6.19.20	F2	54
L158	6.19.20	F1	6.11.20	F2	49



L159	6.11.20	F1	BD2	F2	51
L160	6.04.05	F2	3.1	F2	119
L161	6.06.07	F2	6.04.05	F1	83
L162	6.08.09	F2	6.06.07	F1	81
L163	6.09.10	F2	6.08.09	F1	47
L164	BD2	F2	6.09.10	F1	66
L165	3.1	F1	5.21.22	F2	55
L166	5.21.22	F1	5.19.20	F2	142
L167	5.19.20	F1	5.17.18	F2	76
L168	5.17.18	F1	5.01.16	F2	64
L169	5.01.16	F1	5.02.03	F2	107
L170	5.02.03	F1	3.2	F4	131
L171	3.2	F3	6.14.15	F1	211
L172	6.14.15	F2	6.12.13	F1	77
L173	6.12.13	F2	BD2	F1	96
L174	3.2	F2	5.04.05	F2	54
L175	5.04.05	F1	5.06.07	F2	115
L176	5.06.07	F1	5.08.09	F2	102
L177	5.08.09	F1	3.3	F4	78
L178	3.3	F3	5.10.11	F1	63
L179	5.10.11	F2	5.12.13	F1	111
L180	5.12.13	F2	5.13.14	F1	154
L181	5.13.14	F2	5.14.15	F1	40
L182	5.14.15	F2	1.7	F1	60
L183	1.7	F3	3.17.18	F2	97
L184	3.17.18	F1	3.19.20	F2	75
L185	3.19.20	F1	3.20.21	F2	38
L186	3.20.21	F1	1.5	F6	113
L187	1.5	F5	3.22.23	F2	113
L188	3.22.23	F1	3.23.24	F2	38
L189	3.23.24	F1	3.25.26	F2	75
L190	3.25.26	F1	1.7	F4	97
L191	2.4	F2	3.27.28	F2	91
L192	3.27.28	F1	3.29.30	F2	75
L193	3.29.30	F1	3.30.31	F2	38
L194	3.30.31	F1	2.5	F6	96
L195	2.5	F5	3.32.33	F2	91
L196	3.32.32	F1	3.34.35	F2	96
L197	3.34.35	F1	2.4	F3	87
L198	4.07.08	F2	4.09.10	F1	79
L199	4.09.10	F2	3.3	F2	67

Tabla 9-3 Denominación de líneas de la red de distribución



9.6 Gabinete de distribución

Son gabinetes para baja tensión, autocontenidos para ordenar la distribución de energía eléctrica tanto en aplicaciones de servicio público como industrial y especial. Se encuentran especialmente preparados para facilitar el montaje de dispositivos de maniobra y control.

9.7 Caja toma tipo country

Son cajas de toma aislantes para protección y maniobra de redes subterráneas de baja tensión equipadas con bases portafusibles NH homologadas, que nos permite tener un buen seccionamiento de la red y evitar empalmes, por ende, disminuir los posibles puntos de fallas. Además, con este tipo de conexión en caso de falla se realiza una apretura visible en los extremos de la línea, asegurando que la misma se encuentra sin tensión ya que no hay ningún tipo de alimentador entregando energía, a diferencia del sistema en derivación que puede llegar a ser peligroso para el operario si algún generador está inyectando a la red.

Una de las desventajas que poseen las cajas toma tipo country es que, en caso de fallar un fusible de acometida, quedarían dos lotes sin energía en lugar de uno, como sería el caso de la conexión en derivación.

NOTA: Cada uno de los elementos descriptos en este capítulo se detallan de forma completa en capítulo 12 Marco tecnológico.

10 Balance Energético

10.1 Introducción

En este capítulo abordaremos el balance energético en diferentes horarios y situaciones del barrio. Se analizará la carga de los transformadores, las caídas o sobretensiones en los buzones de cada casa y el estado de cargabilidad de los cables.

Para la realización de este estudio utilizaremos los tres rangos horarios definidos por la compañía administradora del mercado mayorista eléctrico (CAMMESA).

- Pico: De 18 hs hasta 23 hs
- Valle: De 23 hs hasta 6 hs
- Resto: De 6 hs hasta 18 hs



Se comenzó por estimar los consumos en los distintos rangos horarios ya definidos, luego se verificaron las condiciones ante diferentes situaciones de eventuales fallas, como las salidas de servicio de cada uno de los transformadores.

10.2 Cálculo de Cargas

Dentro de este apartado se procederá a analizar cada uno de los casos que pueden ser posibles en nuestro sistema teniendo en cuenta tres estados básicos.

- Carga Máxima
- Carga Mínima
- Carga Media

10.2.1 Carga máxima.

Se toma como carga máxima, aquella que demandará cada casa en las peores condiciones posibles, es decir teniendo en cuenta toda la potencia instalada. Este estado se dará en el horario pico.

Tomando como ejemplo, según la normativa de EDEN, la tabla 10-1

Item / Artefacto	Potencia unitaria	um	cos f	Cant.	um	Potencia activa total instalada [kW]	Potencia reactiva total instalada [kVAr]	Incidencia en la potencia máxima	Aporte a la potencia activa máxima [kW]	Potencia reactiva en punta [kVAr]
Iluminación interior considerando fluorescentes	7	W/m ²	0,85	400	m ²	2,80	1,66	0,70	1,96	1,18
Iluminación parque	0,35	W/m ²	0,60	1000	m ²	0,35	0,47	0,70	0,25	0,33
Iluminación piscina	3	W/m ²	1,00	200	m ²	0,60	0,00	1,00	0,60	0,00
Televisor	65	W	0,80	2	u.	0,13	0,10	0,50	0,07	0,05
Computadora	100	W	0,70	1	u.	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00
Equipo de audio	130	W	0,70	1	u.	0,13	0,13	0,50	0,07	0,07
Aire acondicionado	1230	W	0,78	3	u.	3,69	2,96	0,50	1,85	1,48
Heladera	140	W	0,66	1	u.	0,14	0,16	1,00	0,14	0,16
Freezer	180	W	0,66	1	u.	0,18	0,20	1,00	0,18	0,20
Calefacción eléctrica	1000	W	1,00	2	u.	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cafetera	700	W	1,00	1	u.	0,70	0,00	1,00	0,70	0,00
Plancha	800	W	1,00	1	u.	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Lavaropas	400	W	0,70	1	u.	0,40	0,41	0,00	0,00	0,00
Ventilador	90	W	0,70	2	u.	0,18	0,18	0,50	0,09	0,09
Extractor	90	W	0,70	1	u.	0,09	0,09	1,00	0,09	0,09
Cortadora de césped	800	W	0,65	1	u.	0,80	0,91	0,00	0,00	0,00
Electrodomésticos rotativos varios	50	W	0,60	1	u.	0,05	0,07	5,50	0,03	0,03
Horno microondas	800	W	0,95	1	u.	0,80	0,26	1,00	0,80	0,26
Bomba de agua casa	500	W	0,70	1	u.	0,50	0,51	1,00	0,50	0,51
Bomba de agua piscina	750	W	0,75	1	u.	0,75	0,66	1,00	0,75	0,66

Tabla 10-1 Consumos típicos de una casa tipo country

Consideraremos los siguientes artefactos:



Artefacto	Potencia Unit.	Unidad	Cos (fi)	Cantidad	Unidad	Pot. Activa total instalada (kW)	Pot. Aparente total instalada (kVA)
Iluminacion Interior	7	W/m2	0,85	400	m2	2,8	3,29
Iluminacion Parque	0,35	W/m2	0,6	1000	m2	0,35	0,58
Televisor	65	W	1	3	u.	0,195	0,20
Computadora	100	W	0,8	3	u.	0,3	0,38
Equipo de Audio	130	W	0,8	1	u.	0,13	0,16
Aire Acondicionado	1230	W	0,8	3	u.	3,69	4,61
Heladera	140	W	0,7	1	u.	0,14	0,20
Freezer	180	W	0,7	1	u.	0,18	0,26
Calefaccion Electrica	1000	W	1	0	u.	0	0,00
Cafetera	700	W	1	1	u.	0,7	0,70
Plancha	800	W	1	1	u.	0,8	0,80
Lavarropas	400	W	0,7	1	u.	0,4	0,57
Ventilador	90	W	0,7	2	u.	0,18	0,26
Extractor	90	W	0,7	1	u.	0,09	0,13
Cortadora de Césped	800	W	0,7	1	u.	0,8	1,14
Microondas	800	W	0,9	1	u.	0,8	0,89
Bomba agua casa	500	W	0,7	1	u.	0,5	0,71
Bomba agua pileta	750	W	0,8	1	u.	0,75	0,94
						Potencia instalada (kW)	12,805
						Potencia instalada (kVA)	15,82

Tabla 10-2 Consumo de artefactos típicos para carga máxima

Según la tabla 10-3, correspondiente a la tabla 771.8.1 de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles, el grado de electrificación de cada casa será el "Superior".

Grado de electrificación	Superficie (límite de aplicación)	Demanda de potencia máxima simultanea calculada (solo para determinar el grado de electrificación)
Mínimo	Hasta 60 m ²	Hasta 3,7 kVA
Medio	Másde 60 m ² hasta 130 m ²	Hasta 7 kVA
Elevado	Más de 130 m ² hasta 200 m ²	Hasta 11 kVA
Superior	Mas de 200 m ²	más de 11 kVA

Tabla 10-3 Resumen de los grados de electrificación de las viviendas

Por lo tanto, según la tabla 10-4 (correspondiente a la tabla 771.9.II de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles) utilizaremos un coeficiente de simultaneidad de 0,7



Grado de electrificación	Coefficiente de simultaneidad
Mínimo	1
Medio	0,9
Elevado	0,8
Superior	0,7

Tabla 10-4 Coeficiente de simultaneidad

$$\text{Potencia Activa Maxima} = \text{Potencia Activa Instalada} \times 0,7$$

$$\text{Potencia Activa Maxima} = 8,96 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = \text{Potencia Aparente Instalada} \times 0,7$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = 11,07 \text{ kVA}$$

Debido a que el barrio cuenta con 134 lotes debemos insertar otro coeficiente de simultaneidad obtenido de la Normativa de Edén.

Cantidad de clientes	Factor de simultaneidad	
	Vivienda sin aire acondicionado	Vivienda con aire acondicionado
1	1,000	1,000
3	0,583	0,660
5	0,425	0,529
7	0,375	0,482
10	0,327	0,439
15	0,283	0,399
20	0,267	0,382
30	0,238	0,357
50	0,210	0,335
75	0,200	0,325
100	0,192	0,317

Tabla 10-5 Coeficientes de simultaneidad

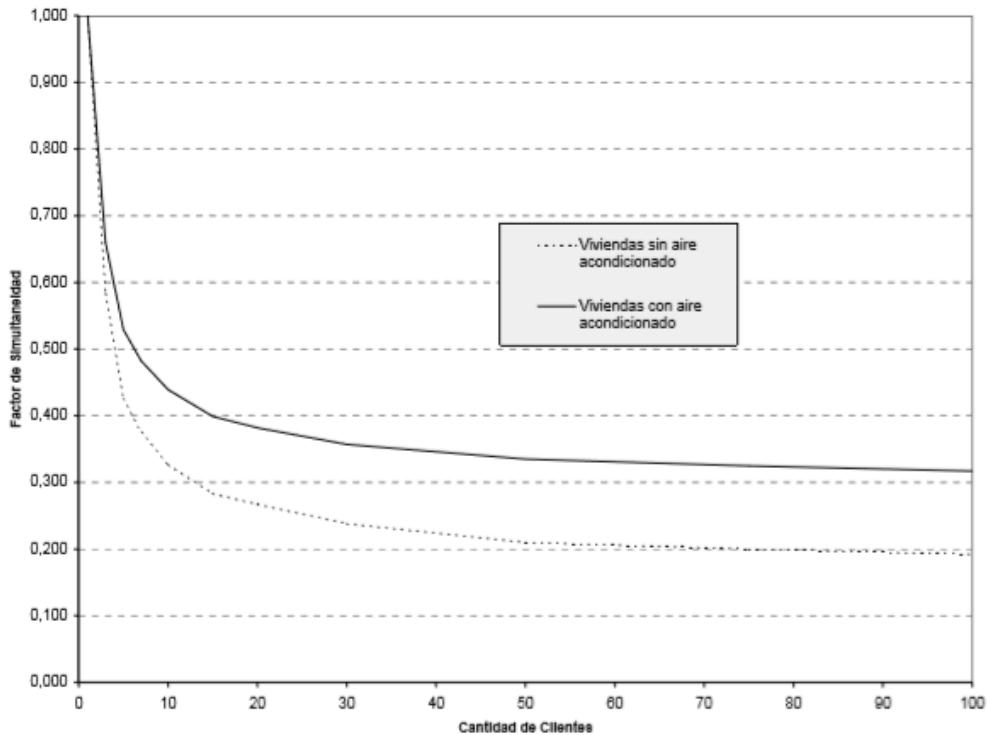


Figura 9 coeficientes de simultaneidad

Por lo tanto:

$$\text{Potencia Activa Maxima} = \text{Potencia Activa Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Activa Maxima} = 2,84 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = \text{Potencia Aparente Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = 3,5 \text{ kVA}$$

10.2.2 Carga mínima

Se toma como carga mínima aquella que demandará cada casa teniendo en cuenta el rango horario valle. Para ello seleccionamos, a nuestro criterio, los artefactos que podrían estar demandando energía, afectándolos por los coeficientes según las normas vigentes.

Basándonos en la tabla 10-1 en nuestro pico de consumo mínimo consideraremos los siguientes artefactos:



Artefacto	Potencia Unit.	Unidad	Cos (fi)	Cantidad	Unidad	Pot. Activa total instalada (kW)	Pot. Aparente total instalada (kVA)
Iluminacion Interior	7	W/m2	0,85	40	m2	0,28	0,33
Iluminacion Parque	0,35	W/m2	0,6	250	m2	0,0875	0,15
Televisor	65	W	1	0	u.	0	0,00
Computadora	100	W	0,8	0	u.	0	0,00
Equipo de Audio	130	W	0,8	0	u.	0	0,00
Aire Acondicionado	1230	W	0,8	1	u.	1,23	1,54
Heladera	140	W	0,7	1	u.	0,14	0,20
Freezer	180	W	0,7	1	u.	0,18	0,26
Calefaccion Electrica	1000	W	1	1	u.	1	1,00
Cafetera	700	W	1	0	u.	0	0,00
Plancha	800	W	1	0	u.	0	0,00
Lavarropas	400	W	0,7	0	u.	0	0,00
Ventilador	90	W	0,7	1	u.	0,09	0,13
Extractor	90	W	0,7	0	u.	0	0,00
Cortadora de Césped	800	W	0,7	0	u.	0	0,00
Microondas	800	W	0,9	0	u.	0	0,00
Bomba agua casa	500	W	0,7	1	u.	0,5	0,71
Bomba agua pileta	750	W	0,8	1	u.	0,75	0,94
Potencia instalada (kW)							4,26
Potencia instalada (kVA)							5,25

Tabla 10-6 Consumo de artefactos típicos para carga mínima

Por lo tanto:

$$\text{Potencia Activa Maxima} = \text{Potencia Activa Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Activa Maxima} = 4,26 \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Activa Minima} = 0,94 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = \text{Potencia Aparente Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Aparente Maxima} = 5,25 \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Aparente Minima} = 1,16 \text{ kVA} \cong 1,2 \text{ kVA}$$

10.2.3 Carga media

Se toma como carga media aquella que demandará cada casa en el rango horario resto. Para ello seleccionamos, a nuestro criterio, los artefactos que podrían estar demandando energía, afectándolos por los coeficientes según las normas vigentes.

Basándonos en la tabla 10-1, para nuestro consumo medio consideraremos los siguientes artefactos:



Artefacto	Potencia Unit.	Unidad	Cos (fi)	Cantidad	Unidad	Pot. Activa total instalada (kW)	Pot. Aparente total instalada (kVA)
Iluminacion Interior	7	W/m2	0,85	100	m2	0,7	0,82
Iluminacion Parque	0,35	W/m2	0,6	0	m2	0	0,00
Televisor	65	W	1	2	u.	0,13	0,13
Computadora	100	W	0,8	2	u.	0,2	0,25
Equipo de Audio	130	W	0,8	1	u.	0,13	0,16
Aire Acondicionado	1230	W	0,8	1	u.	1,23	1,54
Heladera	140	W	0,7	1	u.	0,14	0,20
Freezer	180	W	0,7	1	u.	0,18	0,26
Calefaccion Electrica	1000	W	1	1	u.	1	1,00
Cafetera	700	W	1		u.	0	0,00
Plancha	800	W	1	1	u.	0,8	0,80
Lavarropas	400	W	0,7	1	u.	0,4	0,57
Ventilador	90	W	0,7	1	u.	0,09	0,13
Extractor	90	W	0,7	1	u.	0,09	0,13
Cortadora de Césped	800	W	0,7	1	u.	0,8	1,14
Microondas	800	W	0,9	1	u.	0,8	0,89
Bomba agua casa	500	W	0,7	1	u.	0,5	0,71
Bomba agua pileta	750	W	0,8	1	u.	0,75	0,94
						Potencia instalada (kW)	7,94
						Potencia instalada (kVA)	9,67

Tabla 10-7 Consumo de artefactos típicos para carga media

Por lo tanto:

$$\text{Potencia Activa Media} = \text{Potencia Activa Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Activa Media} = 7,94 \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Activa Media} = 1,76 \text{ kW}$$

$$\text{Potencia Aparente Media} = \text{Potencia Aparente Instalada} \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Aparente Media} = 9,67 \times 0,7 \times 0,317$$

$$\text{Potencia Aparente Media} = 2,14 \text{ kVA} \cong 2,15 \text{ kVA}$$

10.3 Verificación de las condiciones para carga máxima

De acuerdo con la reglamentación de EDEN se tomó como carga máxima, incluyendo los factores de corrección por la cantidad de lotes en el predio, 3,5 kVA por lote con un cos (φ)= 0,85, que suman un total de 469 kVA.



Debido a que la máxima carga ocurrirá mayormente en horario nocturno no tendremos generación distribuida, por lo tanto, en este apartado no lo tendremos en cuenta.

10.3.1 Verificación de los estados de carga en condiciones normales

10.3.1.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

- TR1: 157,63 kVA
- TR2: 156,99 kVA
- TR3: 163,13 kVA

En la tabla 10-8 podemos ver que la cargabilidad de los transformadores está en valores aceptados; además se observa su potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP vistos desde la barra de M T y desde la de BT.

Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	-135	-82,08	237	147,4	63,05	0,726	3,893	0,745	-1
Barra MT Tr1	TR1	135,3	85,98	7	-32,4	64,12	0,726	3,893	0,745	-1
Barra BT Tr2	TR2	-134	-81,75	236	147,4	62,76	0,726	3,858	0,745	-1
Barra MT Tr2	TR2	134,7	85,61	7	-32,5	63,82	0,726	3,858	0,745	-1
Barra BT Tr3	TR3	-139	-85,28	245	147,3	65,31	0,725	4,184	0,744	-1
Barra MT Tr3	TR3	140	89,46	7,3	-32,6	66,45	0,725	4,184	0,744	-1

Tabla 10-8 Cargabilidad de los Transformadores

10.3.1.2 Verificación caída de tensión.

- Con TAP en posición cero:

Con los TAP de los transformadores en dicha posición, estaremos en valores no aceptados por la norma, que nos exige un máximo del 5%.



Nombre Buzon	V (kV)	v (%)
B 3.17.18	0,357	94,01
B 3.19.20	0,358	94,18
B 3.20.21	0,359	94,37
B 2.22.23	0,359	94,54
B 3.07.08	0,36	94,61
B 2.05.06	0,36	94,72
B 2.07.08	0,36	94,72
B 3.09.10	0,36	94,8
B 3.27.28	0,361	94,89
B 2.19.20	0,361	94,92
B1.5	0,361	94,96

Tabla 10-9 Caídas de tensiones más significativas con TAP en cero

- Con TAP en posición menos uno:

Con los TAP de los transformadores en dicha posición, corregimos los valores de tensión para que estén de acuerdo con los requerimientos de la norma. Tomaremos esta posición como la normal para cualquier evento que pueda ocurrir en el sistema.

En la tabla 10-10 se muestran los cinco buzones más significativos. El buzón con menor tensión será el B3.17.18 correspondiente a los lotes 17 y 18 del sector 3 del barrio (ver Anexo XII) con 96,74% que corresponde con una caída de 3,41%

Nombre Buzon	V (kV)	v (%)	Caída de Tensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 3.17.18	0,367	96,59	3,41	6	3,7	0	0
B 3.19.20	0,368	96,75	3,25	6	3,7	0	0
B 3.20.21	0,368	96,93	3,07	3	1,8	0	0
B 3.07.08	0,369	97,17	2,83	6	3,7	0	0
B 2.05.06	0,37	97,28	2,72	6	3,7	0	0

Tabla 10-10 Estado de los buzones en condiciones normales de funcionamiento para carga máxima

10.3.1.3 Estado de los cables

En la tabla 10-11, se muestra la cargabilidad, potencia, corrientes y pérdidas más significativas. La línea más cargada será la salida 1 del transformador 1 con un 56,9% de su capacidad total. Dentro de las líneas troncales, la más cargada será la L210 con el 37,67% de su capacidad total.



Se puede observar que con un estado de carga máxima, los cables van a soportar la corriente máxima.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	188,9	-32,5	56,9	0,162	0,074	Salida de Trafo
S.2-Tr3	128,3	-32,7	38,65	0,075	0,034	Salida de Trafo
L210	125,1	147,6	37,67	0,712	0,328	Línea Troncal
S.1-Tr3	117	-32,7	35,23	0,062	0,028	Salida de Trafo
L221	113,8	147,5	34,28	1,121	0,516	Línea Troncal

Tabla 10-11 Estado de carga de cables

10.3.2 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 1

Se analizó el estado de cargabilidad de los transformadores y cables, y las caídas de tensión en un estado de emergencia correspondiente a la salida de servicio del transformador 1.

10.3.2.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

- TR1: 0 kVA
- TR2: 248,7 kVA
- TR3: 247,9 kVA

En estado de emergencia con el TR1 fuera de servicio, los transformadores TR2 y TR3 podrán abastecer toda la demanda sin sobrepasar una carga del 100%.

En la tabla 10-12 podemos ver que la cargabilidad de los transformadores está en valores aceptados; además se observa su potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP vistos desde la barra de MT y desde la de BT.



Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	0	0	0	90	0	0,735	0	0,755	-1
Barra MT Tr1	TR1	0	0	0	0,2	0	0,735	0	0,755	-1
Barra MT Tr2	TR2	214,2	137,37	11,1	-32,7	101,8	0,72	9,797	0,739	-1
Barra BT Tr2	TR2	-214	-127,6	376	147,2	99,49	0,72	9,797	0,739	-1
Barra BT Tr3	TR3	-213	-127,6	375	147,1	99,16	0,72	9,74	0,739	-1
Barra MT Tr3	TR3	213,3	137,32	11,1	-32,8	101,46	0,72	9,74	0,739	-1

Tabla 10-12 Cargabilidad de transformadores con TR1 fuera de servicio para carga máxima

10.3.2.2 Verificación caída de tensión.

Si bien la normativa de EDEN no nos permite tener una tensión con caídas de tensión mayores al 5% en condiciones normales de funcionamiento, tomaremos un límite del 10% para toda situación de emergencia. Se observa que la mayor caída de tensión es de 10,52%, para corregir esto se podría regular el TAP de los transformadores en la posición -2, pero no se justifica teniendo en cuenta que son pocos lotes y la caída no es significativa.

En la tabla 10-13 se muestran los cinco buzones más significativos. El buzón con menor tensión será el B 1.08.09 correspondiente a los lotes 8 y 9 del sector 1 del barrio (ver Anexo XII) con 89,48%, que corresponde a una caída de 10,52%

Nombre Buzon	V (kV)	v (%)	Caída de Tensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B1.03.04	0,341	89,64	10,36	6	3,7	0	0
B 1.01.02	0,341	89,68	10,32	6	3,7	0	0
B 3.22.23	0,342	90,07	9,93	3	1,8	0	0
B 3.23.24	0,342	90,12	9,88	6	3,7	0	0
BD1	0,343	90,18	9,82	6	3,7	0	0

Tabla 10-13 Estado de los buzones con TR1 fuera de servicio para carga máxima

10.3.2.3 Estado de los cables

En la tabla 10-14, se muestra la cargabilidad, potencia, corrientes y pérdidas más significativas.



La línea más cargada será la salida 2 del transformador 3 con una cargabilidad del 82,31% de su capacidad máxima. La troncal más requerida será la L221 con un 65,56%.

De la tabla 10-14 se observa como los cables soportan las corrientes máximas en un caso de emergencia, además se puede ver que la salida 1 del transformador 2 será por medio de dos cables en paralelo debido a que, instalando un solo cable, la cargabilidad estaría cercana al 100%.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.2-Tr3	273,3	-32,7	82,31	0,338	0,156	Salida de Trafo
L221	224,3	147,3	67,56	4,33	1,994	Línea Troncal
L222	202,1	-32,6	60,89	2,035	0,937	Línea Troncal
S.1-Tr2	159,4	147,4	48,01	0,115	0,053	Salida de Trafo
S.1-Tr2'	159,4	147,4	48,01	0,115	0,053	Salida de Trafo

Tabla 10-14 Estado de cables con TR1 fuera de servicio para carga máxima

10.3.3 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 2

Se analizó el estado de cargabilidad de los transformadores y cables, y las caídas de tensión en un estado de emergencia correspondiente a la salida de servicio del transformador 2.

10.3.3.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

- TR1: 243,33 kVA
- TR2: 0 kVA
- TR3: 240,36 kVA

En estado de emergencia con el TR2 fuera de servicio, los transformadores TR1 y TR3 podrán abastecer toda la demanda sin sobrepasar una carga del 100%.

En la tabla 10-15 podemos ver que la cargabilidad de los transformadores está en valores aceptados; además se observa su potencia, corriente, perdidas y posición de TAP vistos desde la barra de MT y desde la de BT.



Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	-209	-126,1	369	147	97,51	0,721	9,424	0,74	-1
Barra MT Tr1	TR1	209,3	135,57	10,9	-32,9	99,75	0,721	9,424	0,74	-1
Barra BT Tr2	TR2	0	0	0	90	0	0,735	0	0,755	-1
Barra MT Tr2	TR2	0,74	0	0	0,2	0,29	0,735	0	0,755	-1
Barra BT Tr3	TR3	-206	-124,9	364	146,9	96,31	0,721	9,201	0,739	-1
Barra MT Tr3	TR3	206,6	134,13	10,8	-33	98,51	0,721	9,201	0,739	-1

Tabla 10-15 Cargabilidad de los transformadores con TR2 fuera de servicio

10.3.3.2 Verificación de la caída de tensión

Como ya se especificó la caída de tensión admisible en caso de falla será de 10%. Bajo estas condiciones el buzón con menos tensión será el B 3.27.28 correspondiente a los lotes 27 y 28 del sector 3 del barrio (ver Anexo XII) con el 92,98% que corresponde a una caída de tensión del 7,02%.

A continuación, en la tabla 10-16, se detallan las tensiones de los cinco buzones más significativos.

Nombre Buzón	V (kV)	v (%)	Caída de Tensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 3.27.28	0,353	92,98	7,02	6	3,7	0	0
B 3.29.30	0,354	93,14	6,86	6	3,7	0	0
B 3.30.31	0,355	93,33	6,67	3	1,8	0	0
B 2.11.12	0,355	93,47	6,53	3	1,8	0	0
B 3.17.18	0,355	93,48	6,52	6	3,7	0	0

Tabla 10-16 Estado de buzones con TR2 fuera de servicio

10.3.3.3 Estado de los cables

En la tabla 10-17 se muestra la cargabilidad, potencia, corrientes y pérdidas más significativas.

La línea más cargada será la salida 1 del transformador 1 con una cargabilidad del 81,79% de su capacidad máxima. La troncal más requerida será la L210 con un 55,88%.



Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	271,6	-32,9	81,79	0,335	0,154	Salida de Trafo
S.1-Tr3	256,8	-33	77,35	0,3	0,138	Salida de Trafo
L210	185,5	147,2	55,88	1,564	0,72	Línea Troncal
L211	158,3	147,3	47,67	1,934	0,89	Línea Troncal
L231	138,6	147,2	41,75	2,271	1,046	Línea Troncal

Tabla 10-17 Estado de cables con TR2 fuera de servicio

10.3.4 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 3

10.3.4.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

- TR1: 247,22 kVA
- TR2: 237,19 kVA
- TR3: 0 kVA

En estado de emergencia con el TR3 fuera de servicio, los transformadores TR1 y TR2 podrán abastecer toda la demanda sin sobrepasar una carga del 100%.

En la tabla 10-18 podemos ver que la cargabilidad de los transformadores está en valores aceptados; además se observa su potencia, corriente, perdidas y posición de TAP vistos desde la barra de MT y desde la de BT.

Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	58,34	60,38	123	-45,5	33,58	0,743	1,046	0,763	-1
Barra MT Tr1	TR1	-57,6	-59,33	3,6	134,2	33,08	0,743	1,046	0,763	-1
Barra BT Tr2	TR2	56,81	58,68	120	-45,4	32,67	0,743	0,99	0,763	-1
Barra MT Tr2	TR2	-56,1	-57,69	3,5	134,2	32,18	0,743	0,99	0,763	-1
Barra BT Tr3	TR3	0	0	0	90	0	0,736	0	0,756	-1
Barra MT Tr3	TR3	0	0	0	0	0	0,736	0	0,756	-1

Tabla 10-18 Cargabilidad de los transformadores con TR3 fuera de servicio



10.3.4.2 Verificación caída de tensión.

Bajo estas condiciones el buzón con menos tensión será el B 5.08.09 correspondiente a los lotes 8 y 9 del sector 5 del barrio (ver Anexo XII), con el 92,73% que corresponde a una caída de tensión del 7,27%.

A continuación, en la tabla 10-19, se detallan las tensiones de los cinco buzones más significativos.

Nombre Buzón	V (kV)	v (%)	Caída de Tensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 5.08.09	0,352	92,73	7,27	6	3,7	0	0
B 6.12.13	0,353	92,78	7,22	6	3,7	0	0
B 5.06.07	0,353	92,95	7,05	6	3,7	0	0
B 6.14.15	0,353	92,95	7,05	6	3,7	0	0
B 5.01.16	0,354	93,04	6,96	6	3,7	0	0

Tabla 10-19 Estado de buzones con TR3 fuera de servicio

10.3.4.3 Estado de los cables

A continuación, en la tabla 10-20, se muestra la cargabilidad de mayor a menor, potencia, corrientes y pérdidas más significativas. En situación de emergencia con el TR3 fuera de servicio, la línea más cargada será salida 1 del transformador 1 con una cargabilidad del 57,37% y la troncal más requerida será la L213 con el 40,92% de su capacidad máxima.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	190,5	-33,2	57,37	0,165	0,076	Salida de trafo
S.2-Tr2	190,3	146,9	57,33	0,17	0,076	Salida de trafo
S.2-Tr1	184,1	147	55,46	0,15	0,071	Salida de trafo
L213	135,9	147,1	40,92	3,017	1,389	Línea Troncal
L210	126,3	146,9	38,05	0,726	0,334	Línea Troncal

Tabla 10-20 Estado de cables con TR3 fuera de servicio

10.4 Verificación de las condiciones para carga media

De acuerdo con la reglamentación de EDEN se tomó como carga media, incluyendo los factores de corrección por la cantidad de lotes en el predio, 2.15 kVA por lote con un $\text{Cos}(\varphi) = 0.85$, que suman un total de 288,1 kVA.

Debido a que la carga media ocurrirá en horario diurno, tendremos una generación distribuida máxima que será de 2700 W por casa con un $\text{Cos}(\varphi) = 0,8$.



Se realizó este apartado debido a que podrían aparecer sobretensiones fuera de norma en las casas. Se analizaron los distintos casos para ver cómo responde el sistema.

10.4.1 En condiciones normales

En este caso la potencia generada en cada casa será mayor al consumo de ésta, por lo tanto, el barrio en su totalidad estará inyectando energía a la red de media tensión. Como para los cálculos tomamos la red de media tensión como una barra infinita, lo que ocurrirá es que tendremos sobretensiones en algunos puntos de nuestro sistema.

Bajo estas condiciones la inyección a la red será de 163,74 kVA.

10.4.1.1 Estado de los transformadores

Recordamos que en este caso los transformadores estarán inyectando a la red de 13,2 kV.

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

- TR1: 54,57 kVA
- TR2: 54,53 kVA
- TR3: 57,19 kVA

En la tabla 10-21 podemos ver la cargabilidad, potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP de cada transformador vistos desde la barra de MT y desde la de BT.

Nombre Nudo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	37,98	39,16	80,3	-45,6	21,82	0,74	0,443	0,76	-1
Barra MT Tr1	TR1	-37,2	-38,72	2,3	133,9	21,49	0,74	0,443	0,76	-1
Barra BT Tr2	TR2	37,97	39,15	80,3	-45,6	21,82	0,74	0,442	0,76	-1
Barra MT Tr2	TR2	-37,2	-38,71	2,3	133,9	21,48	0,74	0,442	0,76	-1
Barra BT Tr3	TR3	39,86	41	84,2	-45,5	22,87	0,741	0,486	0,761	-1
Barra MT Tr3	TR3	-39,1	-40,51	2,5	134	22,53	0,741	0,486	0,761	-1

Tabla 10-21 Cargabilidad de los transformadores



10.4.1.2 Verificación caída de tensión.

En este caso no analizaremos las caídas de tensión, sino las sobretensiones que tendremos. Se observa que ninguno tiene una sobretensión mayor al 5% siendo el buzón B3.17.18 el mayor con un 4,57% de sobretensión.

A continuación, en la tabla 10-22, se detallan las tensiones de los cinco buzones más significativos.

Nombre Buzón	V (kV)	v (%)	Sobretensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 3.17.18	0,397	104,57	4,57	3,7	2,3	5,4	4
B 3.19.20	0,397	104,52	4,52	3,7	2,3	5,4	4
B 3.20.21	0,397	104,47	4,47	1,8	1,1	2,7	2
B 3.07.08	0,397	104,39	4,39	3,7	2,3	5,4	4
B 2.05.06	0,397	104,37	4,37	3,7	2,3	5,4	4

Tabla 10-22 Estado de buzones en condiciones normales de funcionamiento para carga media

10.4.1.3 Estado de los cables

A continuación, se detalla en la tabla 10-23 la cargabilidad, potencia, corrientes y perdidas, más significativas.

Se observa que con el sistema generando energía por medio de los paneles, la cargabilidad de las líneas baja considerablemente, lo que se traducirá en un ahorro en las perdidas, mejor calidad de servicio y en una vida útil prolongada.

La línea más cargada será la troncal salida 1 del transformador 1 con el 19,23% y la troncal más cargada será la L210 con el 13,22% de su capacidad.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	63,8	134,4	19,23	0,018	0,008	Salida de trafo
S.2-Tr3	43,9	134,5	13,22	0,008	0,004	Salida de trafo
L210	41,8	-45,7	12,6	0,079	0,036	Línea Troncal
S.1-Tr3	40,3	134,6	12,14	0,007	0,003	Salida de trafo
L221	38,2	-45,6	11,52	0,126	0,058	Línea Troncal

Tabla 10-23 Estado de cables en condiciones normales de funcionamiento para carga media



10.4.2 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 1

En este caso, la potencia generada en cada casa será mayor al consumo de esta, por lo tanto, estaremos inyectando energía a la red de media tensión. Como para los cálculos tomamos la red de media tensión como una barra infinita, lo que ocurrirá es que tendremos sobretensiones en algunos puntos de nuestro sistema.

10.4.2.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

Recordamos que en este caso los transformadores estarán inyectando a la red de 13,2 kV

TR1: 0 kVA

TR2: 80,35 kVA

TR3: 84,37 kVA

En la tabla 10-24 podemos ver la cargabilidad, potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP de cada transformador, vistos desde la barra de MT y desde la de BT.

Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	0	0	0	90	0	0,736	0	0,756	-1
Barra MT Tr1	TR1	0,74	0	0	0	0,29	0,736	0	0,756	-1
Barra BT Tr2	TR2	56,19	57,7	118	-45,3	32,22	0,743	0,963	0,763	-1
Barra MT Tr2	TR2	-55,5	-56,73	3,5	134,3	31,73	0,743	0,963	0,763	-1
Barra BT Tr3	TR3	57,99	61,02	124	-46	33,67	0,743	1,051	0,763	-1
Barra MT Tr3	TR3	-57,3	-59,97	3,6	133,7	33,16	0,743	1,051	0,763	-1

Tabla 10-24 Cargabilidad de los transformadores con TR1 fuera de servicio

10.4.2.2 Verificación caída de tensión.

En este caso no analizaremos las caídas de tensión, sino las sobretensiones que tendremos. Al igual que para las caídas de tensión en caso de emergencia, tomamos un máximo del 10% de sobretensión admisible.



Se observa de la tabla que el buzón con mayor sobretensión será el B1.08.09 que corresponde a los lotes 8 y 9 del sector 1 del loteo (ver Anexo XII) con el 6,52% estando dentro de los límites impuestos.

A continuación, en la tabla 10-25, se detallan las tensiones de los cinco buzones más significativos.

Nombre Buzón	V (kV)	v (%)	Sobretensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 1.08.09	0,405	106,52	6,52	1,8	1,1	2,7	2
B 1.07.08	0,405	106,51	6,51	3,7	2,3	5,4	4
B 1.05.06	0,404	106,43	6,43	3,7	2,3	5,4	4
B 3.07.08	0,404	106,42	6,42	3,7	2,3	5,4	4
B1.03.04	0,404	106,42	6,42	3,7	2,3	5,4	4

Tabla 10-25 Estado de buzones con TR1 fuera de servicio para carga media

10.4.2.3 Estado de los cables

Podemos analizar que con el sistema generando energía por medio de los paneles, la cargabilidad de las líneas baja considerablemente, lo que se traducirá en un ahorro en las perdidas, mejor calidad de servicio y en una vida útil prolongada.

A continuación, se detalla, en la tabla 10-26, la cargabilidad, potencia, corrientes y perdidas más significativas. La línea más cargada será la salida 2 del transformador 3 con el 26% de su capacidad y la troncal más requerida será la L221 con el 24,83%.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.2-Tr3	86,3	134,3	26	0,033	0,015	Salida de trafo
L221	82,4	-45,8	24,83	0,588	0,271	Línea Troncal
L222	62,6	134,1	18,86	0,196	0,09	Línea Troncal
L232	60,8	134,1	18,31	0,555	0,256	Línea Troncal
S.1-Tr2	50,3	-45,7	15,16	0,011	0,005	Salida de trafo

Tabla 10-26 Estado de cables con TR1 fuera de servicio para carga media

10.4.3 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 2

Al igual que en el caso anterior, la potencia generada en cada casa será mayor al consumo de esta, por lo tanto, estaremos inyectando energía a la red de media tensión.

10.4.3.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:



Recordamos que en este caso los transformadores estarán inyectando a la red de 13,2 kV

- TR1: 82,78 kVA
- TR2: 0 kVA
- TR3: 82,98 kVA

En la tabla 10-27 podemos ver la cargabilidad, potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP de cada transformador, vistos desde la barra de MT y desde la de BT.

Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	57,49	59,52	122	-45,5	33,1	0,743	1,016	0,763	-1
Barra MT Tr1	TR1	-56,7	-58,5	3,6	134,1	32,6	0,743	1,016	0,763	-1
Barra BT Tr2	TR2	0	0	0	90	0	0,736	0	0,756	-1
Barra MT Tr2	TR2	0	0	0	0	0	0,736	0	0,756	-1
Barra BT Tr3	TR3	57,68	59,6	122	-45,4	33,18	0,743	1,021	0,763	-1
Barra MT Tr3	TR3	-56,9	-58,58	3,6	134,2	32,68	0,743	1,021	0,763	-1

Tabla 10-27 Cargabilidad de los transformadores con TR2 fuera de servicio

10.4.3.2 Verificación caída de tensión.

En este caso no analizaremos las caídas de tensión, sino las sobretensiones que tendremos. Podemos ver que el buzón con mayor sobretensión será el B 3.27.28 correspondiente a los lotes 27 y 28 del sector 3 del loteo con el 5,65%.

A continuación, en la tabla 10-28, se detallan las tensiones de lo cinco buzones más significativos.

Nombre Buzón	V (kV)	v (%)	Sobretensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 3.27.28	0,401	105,65	5,65	3,7	2,3	5,4	4
B 3.29.30	0,401	105,61	5,61	3,7	2,3	5,4	4
B 3.30.31	0,401	105,56	5,56	1,8	1,1	2,7	2
B 2.11.12	0,401	105,52	5,52	1,8	1,1	2,7	2
B 2.12.13	0,401	105,51	5,51	3,7	2,3	5,4	4

Tabla 10-28 Estado de buzones con TR2 fuera de servicio para carga media



10.4.3.3 Estado de los cables

A continuación, se detalla, en la tabla 10-29, la cargabilidad, potencia, corrientes y pérdidas, en cada una de las líneas del sistema. La línea más cargada será la salida 1 del transformador 1 con el 26,71% de su capacidad máxima y la troncal más cargada será la L210 con el 17,92%

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	88,7	134,4	26,71	0,035	0,016	Salida de Trafo
S.1-Tr3	85,3	134,5	25,68	0,033	0,015	Salida de Trafo
L210	59,5	-45,7	17,92	0,161	0,074	Línea Troncal
L211	50,4	-45,7	15,18	0,196	0,09	Línea Troncal
L231	45,1	-45,6	13,59	0,241	0,111	Línea Troncal

Tabla 10-29 Estado de cables con TR2 fuera de servicio para carga media

10.4.4 En situación de emergencia: Salida de servicio del Transformador 3

Al igual que en los casos anteriores, en este estado vamos a tener sobretensiones en algunos puntos de nuestro sistema.

10.4.4.1 Estado de los transformadores

Bajo estas condiciones la carga que tendrá cada transformador será la siguiente:

Recordamos que en este caso los transformadores estarán inyectando a la red de 13,2 kV

- TR1: 83,99 kVA
- TR2: 81,68 kVA
- TR3: 0 kVA

En la tabla 10-30 podemos ver la cargabilidad, potencia, corriente, pérdidas y posición de TAP de cada transformador, vistos desde la barra de MT y desde la de BT.



Nombre Nodo	Elemento	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P	Perdidas Q (kVAR)	Perdidas Fe (kW)	TAP
Barra BT Tr1	TR1	58,34	60,38	123	-45,5	33,58	0,743	1,046	0,763	-1
Barra MT Tr1	TR1	-57,6	-59,33	3,6	134,2	33,08	0,743	1,046	0,763	-1
Barra BT Tr2	TR2	56,81	58,68	120	-45,4	32,67	0,743	0,99	0,763	-1
Barra MT Tr2	TR2	-56,1	-57,69	3,5	134,2	32,18	0,743	0,99	0,763	-1
Barra BT Tr3	TR3	0	0	0	90	0	0,736	0	0,756	-1
Barra MT Tr3	TR3	0	0	0	0	0	0,736	0	0,756	-1

Tabla 10-30 Cargabilidad de los transformadores con TR3 fuera de servicio

10.4.4.2 Verificación caída de tensión.

En este caso no analizaremos las caídas de tensión, sino las sobretensiones que tendremos. Podemos ver que el buzón con mayor sobretensión será el B5.08.09 con el 5,74%.

A continuación, en la tabla 9-31, se detallan las tensiones de los cinco buzones más significativos.

Nombre Buzon	V (kV)	v (%)	Sobretensión (%)	P Carga (kW)	Q Carga (kVar)	P Gen (kW)	Q Gen (kVar)
B 5.08.09	0,402	105,74	5,74	3,7	2,3	5,4	4
B 6.12.13	0,402	105,72	5,72	3,7	2,3	5,4	4
B 5.06.07	0,402	105,68	5,68	3,7	2,3	5,4	4
B 6.14.15	0,402	105,68	5,68	3,7	2,3	5,4	4
B 5.01.16	0,401	105,66	5,66	3,7	2,3	5,4	4

Tabla 10-31 Estado de buzones con TR3 fuera de servicio para carga media

10.4.4.3 Estado de los cables

A continuación, se detalla en la siguiente tabla, la cargabilidad, potencia, corrientes y pérdidas más significativas. La línea más cargada es la salida 1 del transformador 1 con el 19,17% y la troncal más requerida es la L213 con el 13,01% de su capacidad máxima.

Nombre Línea	I (A)	Ang I (°)	Cargabilidad (%)	Perdidas P (kW)	Perdidas Q (kVar)	Tipo
S.1-Tr1	63,6	134,6	19,17	0,018	0,008	Salida de Trafo
S.2-Tr2	63,5	-45,5	19,13	0,018	0,008	Salida de Trafo



S.2-Tr1	59,6	-45,6	17,96	0,016	0,007	Salida de Trafo
L213	43,2	-45,7	13,01	0,306	0,14	Línea Troncal
L210	41,7	-45,5	12,56	0,079	0,036	Línea Troncal

Tabla 10-32 Estado de cables con TR3 fuera de servicio para carga media

- Conclusiones:

De los distintos análisis abarcados anteriormente podemos destacar que el sistema se mantiene estable aún ante la salida de servicio de uno de los transformadores de distribución. Vale aclarar que esto será así siempre y cuando se siga el procedimiento adecuado (Ver Anexo IV)

Las tensiones estarán dentro de los requerimientos de la AEA aun cuando estemos en situación de emergencia o tengamos una inyección máxima de generación solar.

De los análisis realizados con generación distribuida destacamos la cargabilidad de los cables que será notablemente menor.

Para realizar un análisis más profundo de los valores calculados ver ANEXO I.

11 Memoria de cálculo

11.1 Selección de los transformadores

Como vimos en el capítulo 10 “Balance energético”, la carga máxima en cada casa será de 3,5 kVA, como tendremos un total de 134 lotes, la potencia total máxima del sistema será:

$$P_{max} = 3,5 * 134 = 469 \text{ kVa}$$

Por lo tanto, se elegirán tres transformadores aislados en aceite de 250 kVA debido a que nos interesa que, ante la salida de unos de ellos, los otros dos transformadores puedan soportar la carga.

11.2 Cálculo de cortocircuitos

Mediante el programa de cálculo NEPLAN, se realizó el cálculo de cortocircuitos de los diferentes puntos de la red.



Debido a la presencia del equipo de GD, el cortocircuito se incrementará ya que éstos aportan al sistema una potencia de cortocircuito del doble de su potencia nominal, en nuestro caso 6 kVA.

Por lo tanto, se realizó el análisis tanto con generación distribuida, como sin ella. En la tabla 11-1 podemos observar los valores más alto de cortocircuito en nuestro sistema.

Punto de Falla	Icc3 con GD (kA)	Icc3 sin GD (kA)	Diferencia (%)
Barra 13,2 Kv	13,154	13,122	0,24
Barra BT Tr3	10,357	9,943	4,16
BD1	9,696	9,38	3,37

Tabla 11-1 Cortocircuito

Efectivamente, podemos ver como la corriente de cortocircuito con generación distribuida se incrementa.

Se tomarán esos valores como los más desfavorables para la red de MT, la red de BT troncal y la red de BT de distribución.

Para analizar los valores de cortocircuito en otros puntos de la red, ver ANEXO 2.

11.3 Selección de los conductores

Se calcularán las secciones mínimas y su verificación por cortocircuito, tanto de la red de media como de baja tensión. El cálculo de caída de tensión se vio en el capítulo 10 "Balance Energético".

11.3.1 Red de MT

- Selección de la sección por cortocircuito

$$S_{min} = \frac{I_{cc} * \sqrt{T}}{K}$$

Siendo:

S_{min} = Sección mínima del conductor en mm²

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en red MT = 13154 A

T = Duración del cortocircuito = 1s

K = constante propia del conductor XLPE/AL = 92



$$S_{min} = \frac{13154 * \sqrt{1}}{93}$$

$$S_{min} = 141,44 \text{ mm}^2$$

La reglamentación de EDEN nos permite usar estas secciones 3x1x185 y 3x1x50

Se seleccionarán tres cables de aluminio, unipolares XLPE de sección 185 mm².

- Verificación por corriente nominal

La corriente nominal en MT de cada transformador será

$$I_n = \frac{250 \text{ Kva}}{\sqrt{3} * 13,2 \text{ kV}}$$

$$I_n = 10,93 \text{ A}$$

Debido a que cada línea de MT deberá soportar la carga de los tres transformadores, la corriente nominal que circulará será

$$I_n = 10,93 * 3 = 32,8 \text{ A}$$

$$I_{adm} = 376 \text{ A}$$

$$I_{adm \text{ cable}} > I_{max}$$

La corriente admisible del cable unipolar de sección 185 mm² es mucho mayor que su corriente nominal, por lo tanto, se verifica su correcta elección.

11.3.2 Red de troncal de BT

- Selección de la sección por cortocircuito

$$S_{min} = \frac{I_{cc} * \sqrt{T}}{K}$$

Siendo:

S_{min} = Sección mínima del conductor en mm²

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en red MT = 10357 A

T = Duración del cortocircuito = 1s

K = constante propia del conductor XLPE/AL = 92



$$S_{min} = \frac{10357 * \sqrt{0,8}}{93}$$

$$S_{min} = 99,6 \text{ mm}^2$$

La reglamentación de EDEN nos permite usar estas secciones 1x3x240/120 y 1x3x95/50.

Se seleccionará un CAS tetrapolar XLPE de aluminio de sección 1x3x240/120 mm² para la red troncal de BT.

- Verificación por corriente nominal

La corriente máxima que circulará por un cable troncal de BT será en caso de Salida de TR1 y en la línea "Salida 2 de TR3", ésta será de 273,3 A. (Ver capítulo 10- Balance Energético)

$$I_{max} = 273,3 \text{ A}$$

$$I_{adm \text{ cable}} = 287 \text{ A}$$

$$I_{adm \text{ cable}} > I_{max}$$

La corriente admisible del cable unipolar de sección 240 mm² es mucho mayor que su corriente nominal, por lo tanto, se verifica su correcta elección.

11.3.3 Red de distribución BT

- Selección de la sección por cortocircuito

$$S_{min} = \frac{I_{cc} * \sqrt{T}}{K}$$

Siendo:

S_{min} = Sección mínima del conductor en mm²

I_{cc} = Corriente de cortocircuito en red MT = 9696 A

T = Duracion del cortocircuito = 1s

K = constante propia del conductor XLPE/AL = 92

$$S_{min} = \frac{9696 * \sqrt{0,5}}{92}$$



$$S_{min} = 73,72 \text{ mm}^2$$

La reglamentación de EDEN nos permite usar estas secciones 1x3x95/50 mm² y 1x3x35/16 mm².

Se seleccionará un CAS tetrapolar XLPE de aluminio de sección 3x95/50 mm² para la red de distribución de BT.

- Verificación por corriente nominal

La corriente máxima que circulará por un cable de distribución de BT será en caso de Salida TR1 y en la línea "L199", ésta será de 81 A. (Ver ANEXO I)

$$I_{max} = 81 \text{ A}$$

$$I_{adm \text{ cable}} = 197 \text{ A}$$

$$I_{adm \text{ cable}} > I_{max}$$

La corriente admisible del cable tetrapolar 3x95/50 mm² es mucho mayor que la corriente máxima que circulara por él, por lo tanto, se verifica su correcta elección.

11.4 Selección de los fusibles

Se debe cumplir:

$$I_p < I_a < I_c$$

$$I_a < 1.45 \times I_c$$

I_p =Corriente máxima proyecto

I_a =Corriente admisible del dispositivo de protección

I_c =Corriente admisible del cable

11.4.1 Para red troncal - Cable BT 1x(3x240/120)

$I_p = 273 \text{ A}$

$I_c = 287 \text{ A}$

$$273 \text{ A} < I_a < 332 \text{ A}$$



$$I_a = 300A$$

$$I_a < 1.45 \times 287$$

$$300A < 416A$$

Se selecciona un fusible tipo NH-2 gL de 300 A.

11.4.2 Para red distribución - Cable BT 3x1(x95/50)

$$I_p = 81A$$

$$I_c = 197A$$

$$81A < I_a < 197A$$

$$I_a = 160A$$

$$I_a < 1.45 \times 197$$

$$160A < 285A$$

Se selecciona un fusible tipo NH-1 gL de 160 A.

11.4.3 Para salida Transformador BT

Para la salida de BT de los transformadores, el fusible debe ser lo más próximo a la corriente nominal del mismo.

$$I_n = \frac{250kVA}{\sqrt{3} \times 0,4kV}$$

$$I_n = 360A$$

Se selecciona un fusible NH2- gTr 400 A.

11.5 Cálculo de PAT del Centro de Transformación

Se realizarán los cálculos de PAT para un sistema que contara con 5 jabalinas de 3 metros cada una, más dos mallados a diferentes profundidades de 0,3x0,3m teniendo en cuenta que el loteo se encuentra en una zona rivereña con un promedio de precipitaciones anuales mayores a 1000mm

Método empleado:

- ET N°75 de AyEE
- Norma VDE 0141

El método cumple con todas las exigencias previstas con un alto grado de exactitud



Determinaremos:

- Verificación térmica del conductor empleado en la malla
- Resistencia del conjunto Malla-Jabalina
- Tensión de Paso y Contacto

Características Generales:

- Medidas: 4m x 3m
- Área: 12 m²
- Corriente de Cortocircuito: 13,152 kA
- Resistividad del terreno: 5 Ω.m

Materiales a utilizar:

- Cable desnudo de Cu, de 95 mm² de sección
- Jabalinas de cobre de 35 mm de diámetro y 3 metros de longitud

11.5.1 Verificación térmica del conductor

✓ CONDUCTOR DE LA MALLA

$$S_{min} = \frac{1000 \cdot I_s \cdot \sqrt{t}}{\sqrt{9,64 \cdot \frac{c \cdot g}{p \cdot a} \cdot \log(1 + a \cdot (Tg - T1)}}$$

Donde:

- I_s=Valor eficaz de la corriente de cortocircuito promedio durante 1s =13,152 kA
- T= Duración del cortocircuito =1s
- C=Calor específico del cobre= 0,0925 Cal/g°C
- G=Peso específico del cobre = 8,9 g/cm³
- P= resistividad del cobre a temperatura T1
- A=0,004

$$S_{min} = 86,18 \text{ mm}^2$$

Para la malla se elegirá un cable de sección 95 mm²

✓ CONDUCTOR DE NEUTRO RIGIDO A TIERRA

De la misma manera que en el punto anterior, se elige un cable de cobre de 95mm² de sección para conectar el centro de estrella del transformador al conjunto Malla-Jabalina.



11.5.2 Resistencia del conjunto Malla-Jabalina

✓ RESISTENCIA DE LA MALLA

$$R_m = \frac{0,5 \cdot \delta}{\sqrt{A}}$$

Donde:

- $\delta = 5 \Omega \cdot m$
- $A = 12 \text{ m}^2$

$$R_m = \frac{0,5 \cdot 5}{\sqrt{12}}$$

$$R_m = 0,721 \Omega$$

✓ RESISTENCIA DE LA JABALINA

$$R_j = \frac{0,159 \cdot \delta}{n_j \cdot L_j} \left(2,303 \cdot \text{Log} \frac{8 \cdot L_j}{\varnothing_j} - 1 + \frac{2 \cdot K_1 \cdot L_j}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_j} - 1)^2 \right)$$

Donde:

- $N_j =$ cantidad de jabalinas = 5
- $L_j =$ Longitud de las jabalinas = 3 m
- $\delta =$ resistividad del terreno = 5 $\Omega \cdot m$
- $\varnothing_j =$ Diametro de las jabalinas = 0,03 5m
- $A =$ Área de la malla = 12 m^2
- $K_1 =$ Coeficientes = 1,35

$$R_j = \frac{0,159 \times 5}{5 \times 3} \left(2,303 \cdot \text{Log} \frac{8 \times 3}{0,035} - 1 + \frac{2 \times 1,35 \times 3}{\sqrt{12}} (\sqrt{5} - 1)^2 \right)$$

$$R_j = 0,483 \Omega$$

✓ RESISTENCIA MUTUA

$$R_w = R_m - \frac{0,318 \cdot \delta}{L_c} \left(2,303 \cdot \text{Log} \frac{L_j}{\sqrt{\varnothing_c \cdot h}} - 1 \right)$$

Donde:



- L_c = longitud de cable enterrado = 160m
- \varnothing_c = diámetro del cable = 0,0109m
- H = profundidad de implantación = 1m

$$R_w = 0,721 - \frac{0,318 \times 5}{160} (2,303 \cdot \text{Log} \frac{3}{\sqrt{0,0109 \times 1}} - 1)$$

$$R_w = 0,688 \Omega$$

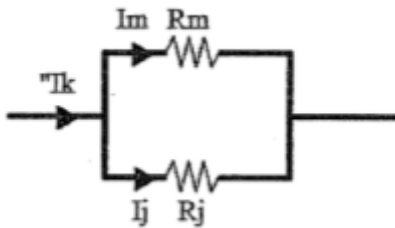
✓ RESISTENCIA DEL CONJUNTO MALLA-JABALINA

$$R_{mj} = \frac{R_m \cdot R_j - R_w^2}{R_m + R_j - 2R_w}$$

$$R_{mj} = \frac{0,721 \times 0,483 - 0,688^2}{0,721 + 0,483 - 2 \times 0,688}$$

$$R_{mj} = 0,728 \Omega$$

11.5.3 Corriente disipada por la malla



$$I_m = \frac{R_j \cdot R_m}{R_j + R_m} \cdot \left(\frac{I_k}{R_m} \right)$$

Donde:

- I_m = corriente disipada por la malla
- R_j = Resistencia de las jabalinas = 0,483 Ω
- R_m = Resistencia de la malla = 0,721 Ω
- I_k = corriente de cortocircuito en amperes = 13152 A

$$I_m = \frac{0,483 \times 0,721}{0,483 + 0,721} \cdot \left(\frac{13152}{0,721} \right)$$

$$I_m = 5693 A$$



11.5.4 Tensión de paso y contacto

✓ TENSIÓN DE CONTACTO

$$U_c = \frac{0,7 \cdot \rho \cdot I_m}{L_c}$$

Donde:

- ρ = Resistividad del suelo = 5 $\Omega \cdot m$
- I_m = Corriente disipada por la malla
- L_c = Longitud de cable enterrado = 160 m

$$U_c = \frac{0,7 \times 5 \times 5693}{160}$$

$$U_c = 124,55 \text{ V}$$

La tensión de contacto debe ser menor a 125 V, por lo tanto, se confirma la correcta disposición del sistema Malla-Jabalina.

✓ TENSIÓN DE PASO

$$U_p = \frac{0,16 \cdot \rho \cdot I_m}{L_c \cdot h}$$

Donde:

- ρ = resistividad del terreno = 5 $\Omega \cdot m$
- I_m = Corriente disipada por la malla = 5693 A
- L_c = longitud de cable enterrado = 160 m
- H = Profundidad de implantación = 1 m

$$U_p = \frac{0,16 \times 5 \times 5693}{160 \times 1}$$

$$U_p = 28,46 \text{ V}$$

La tensión de paso debe ser menor a 125 V, por lo tanto, se confirma la correcta disposición del sistema Malla-Jabalina.



12 Marco tecnológico

A continuación, se detallan las características técnicas, dimensionales y los aspectos más importantes de todos los equipamientos que se recomienda utilizar para la realización del proyecto.

12.1 Centros de transformación

Los centros de transformación son de la marca ORMAZABAL modelo CTC.

Datos técnicos:

- Envolvente monobloque de hormigón más cubierta amovible.
- Transformador de distribución de MT/BT de llenado integral en dieléctrico líquido de hasta 36 kV y 250 kVA.
- Aparata de B.T: Cuadro de B.T.
- Interconexiones directas de M.T y BT.
- Conexión de circuito de puesta a tierra.
- Alumbrado y servicios auxiliares.

Características técnicas:

- Tensión asignada M.T[kV]: 12/24/36
- Número de transformadores: 1
- Potencia máxima del transformador [kVA]: 250
- Tensión asignada B.T [V]: 440
- Intensidad asignada [A]: 630

Dimensiones exteriores y pesos:

- Longitud [mm]: 1330
- Anchura [mm]: 2170
- Altura [mm]: 2080
- Altura vista [mm]: 1600
- Peso [kg]: 4600

En la ilustración 1 se muestra el unifilar de uno de los centros de transformación.

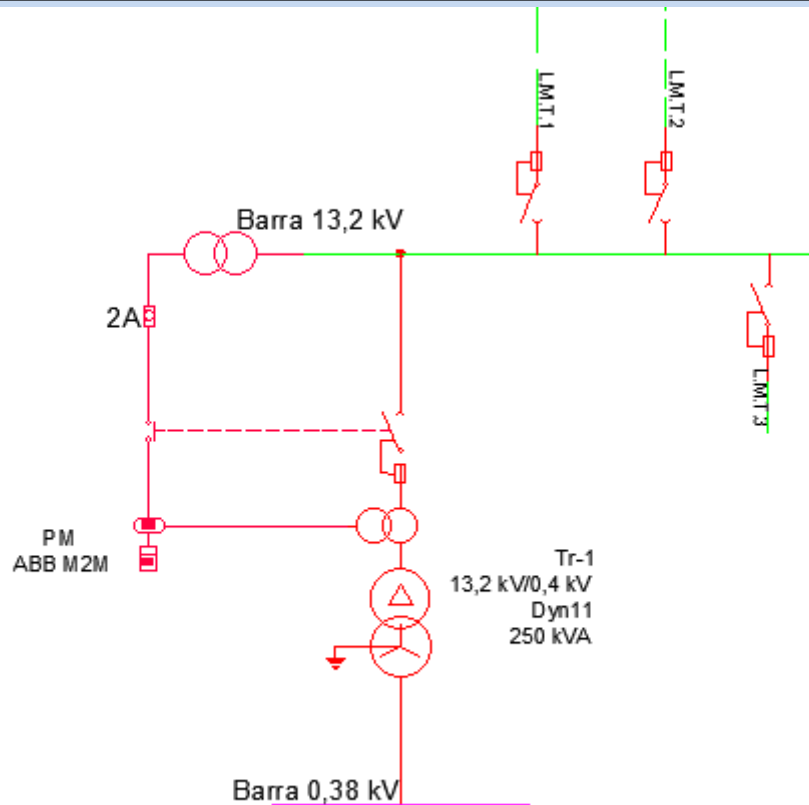


Figura 10 Unifilar del centro de transformación

12.2 Transformador de potencia

El transformador elegido es de la marca FOHAMA hermético con cámara de expansión.

Datos técnicos:

- Relación [V]: $13200 \pm 2,5\%$ /400/221
- Potencia [kVA]: 250
- Largo [mm]: 1550
- Ancho [mm]: 1150
- Alto [mm]: 1600
- Trochas [mm]: 700
- Peso [kg]: 1200
- Pérdidas en vacío [W]: 700
- Pcc [W]: 3500
- Ucc (%): 4
-

12.3 Celdas de media tensión

Se utilizan celdas de la marca SIEMENS modelo SIMOSEC.



12.3.1 Celdas de protección de transformador

Se seleccionan celdas tipo T, con seccionador fusible, para la protección de los transformadores, que poseen las siguientes características eléctricas.

- Tensión asignada U_r [kV]: 17,5
- Corriente asignada en servicio continuo I_r [A]: 200
- Corriente admisible asignada de corta duración I_k [kA]: 25
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p [kA]: 63
- Corriente asignada de cierre en cortocircuito [kA]: 63

Cartuchos fusibles:

Los fusibles ACR recomendados para celdas SIMOSEC son de la marca SIBA

- Corriente asignada I_r [A]: 25
- Tensión mínima de servicio asignada U_r [kV]: 10 hasta 17,5
- Calibre e [mm]: 292
- Diámetro exterior d [mm]: 67

12.3.2 Celdas de líneas

Se seleccionan celdas tipo R, con interruptor seccionador de tres posiciones aislado en aire, que tienen las siguientes características.

- Tensión asignada U_r [kV]: 17,5
- Corriente asignada en servicio continuo I_r [A]: 630
- Corriente admisible asignada de corta duración I_k [kA]: 25
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada I_p [kA]: 63
- Corriente asignada de cierre en cortocircuito [kA]: 63

12.4 Cables

Los cables utilizados, para los distintos niveles de tensiones, son de la marca PRYSMIAN categoría II, armados.

12.4.1 Cables de M.T

Para este nivel de tensión se utilizan cables unipolares.

Datos dimensionales:

- Sección nominal [mm]: 185
- Diámetro conductor [mm]: 16,3
- Espesor aislante nominal [mm]: 5
- Espesor de vaina nominal [mm]: 2,2



- Diámetro exterior aprox. [mm]: 40
- Peso aprox. [kg/km]: 1990

Datos eléctricos:

- Corriente admisible para cables enterrados[A]: 376
- Resistencia a 90°C y 50 Hz [Ω /km]: 0,210
- Reactancia a 50 Hz [Ω /km]: 0,189

12.4.2 Cables de baja tensión

En este nivel de tensión se utilizan cables tetrapolares tanto para la red troncal como para la red de distribución.

12.4.2.1 Cables de la red troncal

Datos dimensionales:

- Sección nominal [mm²]: 240/120
- Diámetro conductor [mm]: 4,8
- Espesor aislante nominal [mm]: 2,2/1,6
- Espesor de vaina nominal [mm]: 2,8
- Diámetro exterior aprox. [mm]: 53
- Peso aprox. [kg/km]: 3840

Datos eléctricos:

- Corrientes admisibles para cables enterrados [A]: 332
- Resistencia a 90°C y 50 Hz [Ω /km]: 0,152
- Reactancia a 50 Hz [Ω /km]: 0,0716

12.4.2.2 Cables de la red de distribución

Datos dimensionales:

- Sección nominal [mm²]: 95/50
- Diámetro conductor [mm]: 4,8
- Espesor aislante nominal [mm]: 1,6/1,4
- Espesor de vaina nominal [mm]: 2,2
- Diámetro exterior aprox. [mm]: 36
- Peso aprox. [kg/km]: 1700



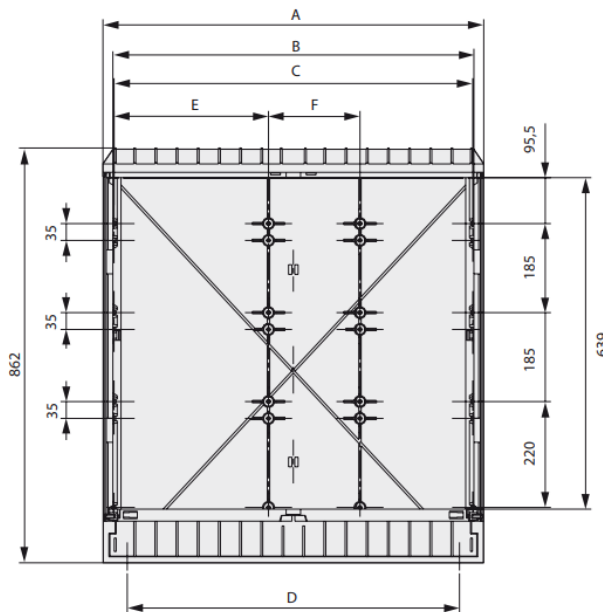
Datos eléctricos:

- Corrientes admisibles para cables enterrados [A]: 197
- Resistencia a 90°C y 50 Hz [Ω/km]: 0,39
- Reactancia a 50 Hz [Ω/km]: 0,0733

12.5 Gabinetes de distribución

Los buzones son de la marca REPROEL modelo KVS1/6/L3. Poseen seis bases portafusibles NH T-3 de hasta 630 A.

Datos dimensionales:



UNIDAD	A	B	C	D	E	F
mm	791	750	745	690	321	190

12.6 Fusibles.

Los fusibles utilizados para la protección de líneas y transformadores en baja tensión son de la marca REPROEL. Son fusibles de alta capacidad de ruptura (A.C.R) capaces de interrumpir todas las corrientes de falla que puedan presentarse, desde valores tan bajos como 60% sobre la corriente nominal y hasta como mínimo 50 kA.

12.6.1 Fusibles para protección de transformadores

Fusible tipo NH-2 gTr 400

- Corriente admisible [A]: 400

Curvas características de fusibles gTr:

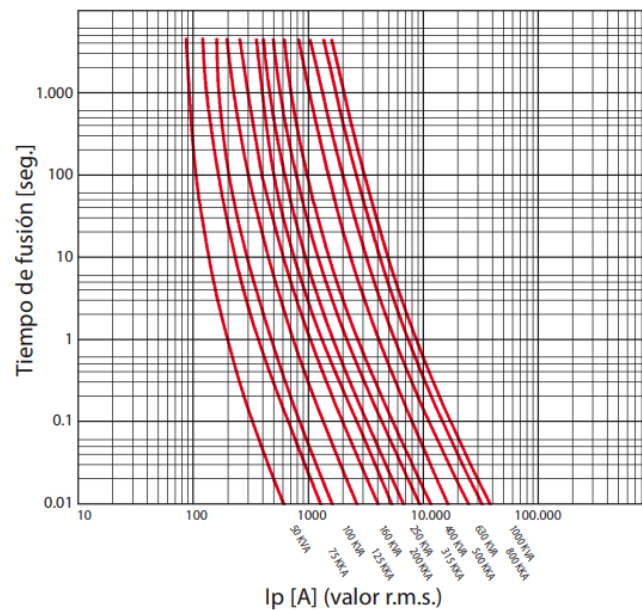


Figura 11 Curva de corriente / tiempo de operación

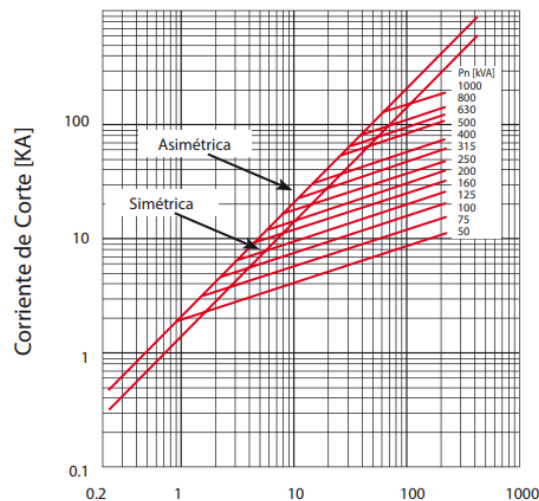


Figura 12 Curva de limitación de la corriente de cortocircuito

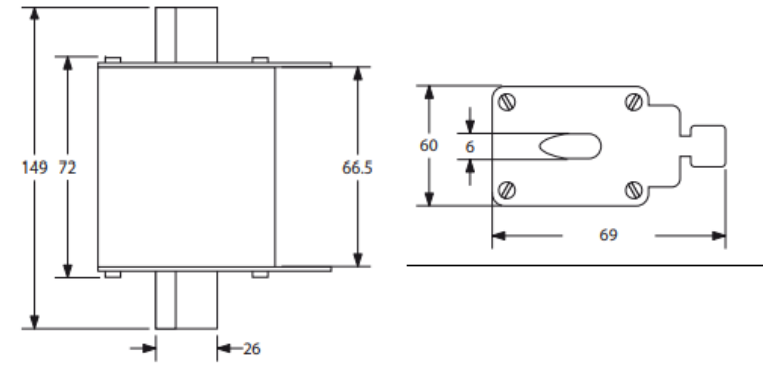
12.6.2 Fusibles para protección de líneas troncales

Fusible tipo NH-2 gL 315.



- Corriente admisible [A]: 315

Dimensiones:

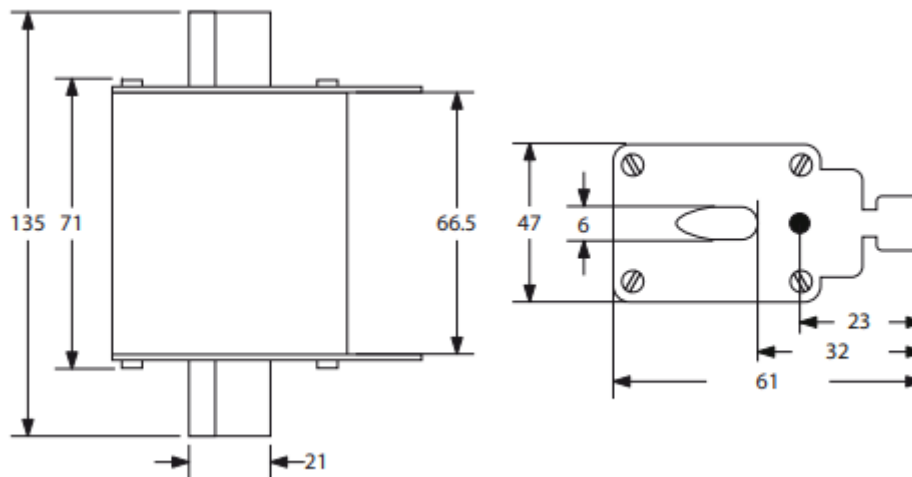


12.6.3 Fusibles para protección de línea de distribución

Fusible tipo NH-1 gL 160

- Corriente admisible [A]: 160

Dimensiones:



Curvas características de fusibles gL:

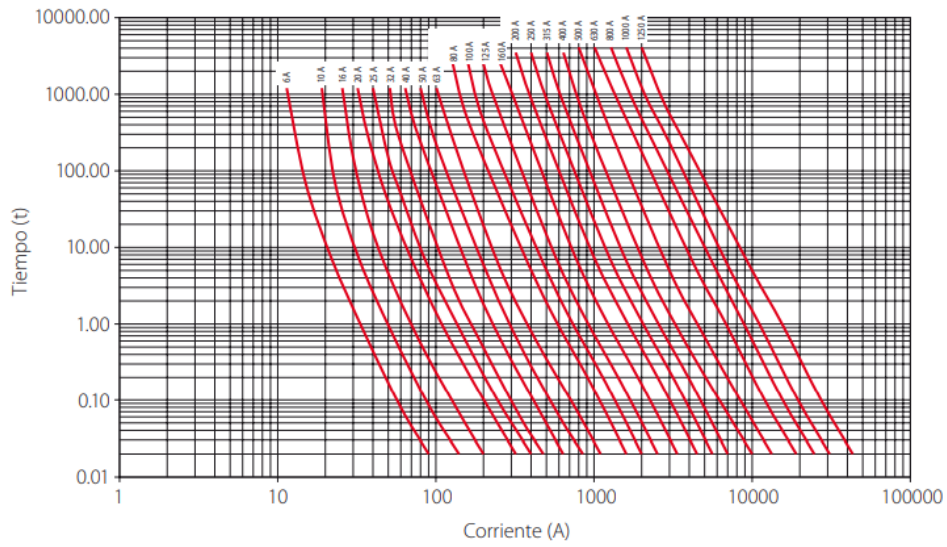


Figura 13 Curva de corriente / tiempo de operación

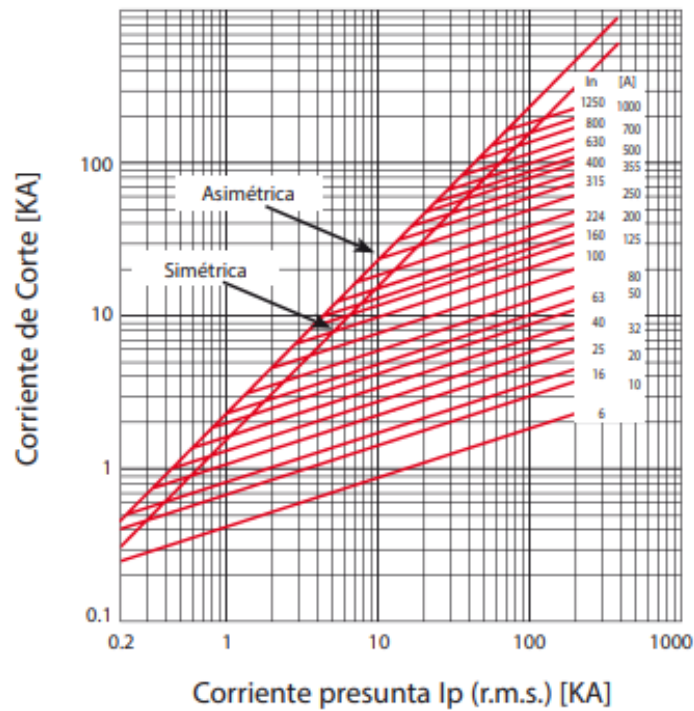


Figura 14 Curva de limitación de la corriente de cortocircuito

12.7 Equipamiento de generación

El equipamiento utilizado para la generación y eventual inyección a la red es de la marca SOLARSAVE. El kit solar incluye:



- 10 paneles fotovoltaicos policristalinos de 270Wp (2700 Wp en total).
- 5 estructura de montaje Multimont 2-992.
- 1 inversor monofásico Goodwe Potencia 3.000W para inyección a red.
- Todos los materiales de instalación y cables necesarios para que el producto esté en funcionamiento.
- Energía generada promedio: 216 kWh/mes.

12.7.1 Especificaciones técnicas del generador

- Voltaje de salida [Vac]: 220
- Frecuencia de salida [Hz]: 50
- Potencia fotovoltaica [Wp]: 1620
- Potencia fotovoltaica ampliable hasta [Wp]: 3000
- Potencia máxima de salida AC [W]: 3000
- Energía generada promedio [Kwh/mes]: 216

12.7.2 Especificaciones técnicas del inversor

Datos de entrada en DC:

- Máxima potencia fotovoltaica permitida [W]: 3900
- Potencia nominal DC [W]: 3200
- Máximo voltaje DV [V]: 500
- Rango de voltaje MPPT [V]: 80-450
- Voltaje de arranque [V]: 80
- Máxima corriente DC [A]: 18
- Número de conectores de DC: 1
- Número de MPPTs: 1

Datos de salida en AC:

- Potencia nominal AC [W]: 3000
- Potencia máxima AC [W]: 300
- Corriente máxima AC [A]: 13,5
- Salida de AC: 50/60 Hz; 230 Vac
- Rango de salida AC: 45-55 Hz/55-65 Hz; 180-270 Vac
- THDI: < 3%
- Factor de potencia: 0,8 en adelanto-0,8 en atraso
- Conexión a la red: Fase única

Eficiencia:



- Eficiencia máxima: 97,5 %

Protecciones:

- Unidad de monitoreo de corriente residual: Integrado
- Protección anti-isla: Integrado
- Switch DC: Integrado (opcional)
- Protección de sobrecorriente AC: Integrado
- Monitoreo de aislamiento: Integrado

Datos generales:

- Dimensiones [mm]: 344x274,5x128
- Peso [kg]: 8,5
- Montaje: Soporte de pared
- Rango de temperatura ambiente [°C]: -25/60
- Humedad relativa: 0-95 %
- Altitud máxima de operación [m]: 4000
- Consumo de energía nocturna [W]: < 1
- Refrigeración: Convección natural
- Emisión de ruidos [dB]: < 25
- Display: LCD
- Comunicación: Wi-Fi; RS485 o Ethernet

12.7.3 Paneles solares

Características generales:

- Potencia pico [Wp]: 270
- Calificación: TIER I.
- Marca: Jinko o Risen.
- Tipo de celda: policristalina de 156x156 mm
- Número de celdas: 60 (6x10).
- Dimensiones del panel: 1650x992x35 mm
- Peso: 19 kg (Jinko) / 18 kg (Risen)
- Vidrio: 3.2mm, alta transmisión, tipo templado.
- Marco: Aluminio anodizado con encastre presurizado. Junction box: IP67.
- Tolerancia de potencia + 2.5W.
- Resistencia a impactos de elementos de 25mm a 86 km/h.

Parámetros eléctricos:



- U_n : 30,7 V
- U_{oc} : 37,5 V
- I_{cc} : 8,91 A
- W_p : 270 W
- Tolerancia de sorting P_{max} : +5W.
- Tensión máx de sistema clase II: 1000 V.
- Carga máx de corriente invertida: 15A
- Número de diodos de bypass: 3

Dimensiones:

- Tipo de protección IP: IP67
- Cable solar: 4 mm² - largo 1 m
- Dimensiones [mm]: 1650/992m/35mm

12.8 Medidor de energía

Se utilizará un medidor polifásico electrónico ELSTER ALPHA AS11440 conectado directamente con medición en 4 cuadrantes (+P, -P, +Q, Q1...Q4). La ventaja que nos da utilizar un Smart meter es que puede controlar hasta 8 tarifas de energía y 4 tarifas de demanda con control independiente.

Datos técnicos:

- Voltaje nominal [V]: 220/380
- Corriente nominal [A]: 5(120)-5(100) con relé de desconexión
- Corriente máxima (corta duración) [A]: 7000 por 2 ciclos
- Frecuencia [Hz]: 50/60
- Consumo: < 0,7 W por fase, < 0,8 VA por fase
- Precisión: 1 %
- Mantenimiento: Batería > 5 años en operación continua.

13 Conclusiones

Con la realización de este proyecto llegamos a varias conclusiones que afectaran al medio ambiente, a las redes eléctricas y a la sociedad.

En los últimos años se ha fomentado la sustitución de las energías convencionales dependiente de los combustibles fósiles por energías limpias, también llamadas Renovables. Esto ayudará a reducir las emisiones de CO₂ provocando cambios positivos en el medioambiente.



La ley nacional 27.424 busca la descentralización de la producción energética, llevando a la generación al mismo punto del consumo. Esto hará que las pérdidas por el transporte de la energía se reduzcan considerablemente, provocando así un alargue en su vida útil.

Debido a que estos equipos de generación fotovoltaica o pequeños parques eólicos se pueden conectar directamente a las líneas de distribución tanto de BT como de MT, se reduce la necesidad de construir grandes estaciones transformadoras o compensadoras en AT, así como también la construcción de grandes tendidos eléctricos de 500kV.

La generación distribuida busca no solamente los beneficios mencionados anteriormente, sino también que el prosumidor tenga beneficios económicos. Como vimos en el capítulo 8, si bien la inversión inicial es alta, los costos de los equipos podrían solventarse en un periodo de tiempo razonable debido a la inyección de energía a la red en los horarios diurnos, provocando así un ahorro en la factura.

Por otro lado, en el capítulo 11 “memoria de cálculo”, observamos el considerable aumento de la potencia de cortocircuito debida a la inclusión de GD en la red eléctrica; en algunos puntos de nuestro sistema llega a aumentar más del 4%. Si un proyecto así se quiere implementar en barrios más grandes o en ciudades, dicho aumento podría ser mucho mayor.

Vimos también que, debido a la inserción de equipos de generación distribuida, las variaciones de tensión en los hogares pueden superar los límites actualmente exigidos, tanto en caída de tensión como en sobretensiones. Para solucionar estas variaciones, podría utilizarse transformadores MT/BT con regulación automática bajo carga, aunque en nuestro país no se utilice en distribución. Otra solución posible es la compensación por medio de la absorción de energía reactiva cuando en el sistema aparezcan sobretensiones indeseadas. Cualquiera sea la solución elegida, podemos llegar a la conclusión que para la buena mantención y operación de una red de este tipo es necesario dotar al sistema de una mayor intercomunicación e inteligencia.

14 Bibliografía

Acesolar “Que es la Generación Distribuida”, Febrero 2019. Disponible en <http://www.acesolar.org/que-es-generacion-distribuida/>

AEA Reglamentaciones:



- 90865 “Corrientes de Cortocircuito”
- 90364 “Reglamentación Para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles”
- 95401 “Reglamentación Sobre Centros de Transformación y Suministros en Media Tensión”

Agua y Energía Eléctrica Empresa del Estado – Especificación técnica N°75 Para Construcción de Sistemas de Puesta a Tierra de Estaciones Transformadoras de Alta Tensión.

Energis – Enel Especificación Técnica: Resistencia Para la Puesta a Tierra del Neutro del Transformador de Potencia

Fernández Juan Manuel, Periódico Puntual “Generación Distribuida, un Camino al Autoconsumo Eléctrico “, Enero 2019. Disponible en <https://www.puntal.com.ar/riocuarto/Generacion-distribuida-un-camino-al-autoconsumo-electrico-20190127-0009.html>

García Márquez Rogelio (1999)- La Puesta a Tierra de Instalaciones Eléctricas, Alfaomega Marcombo

Grossi Gallegos Hugo, UNLu “Atlas de Radiación Solar de la República Argentina”, Cartas de Horas de brillo solar (heliofanía efectiva). Disponible en <http://www.gersol.unlu.edu.ar/tecnologia.html#atlas>

Ley 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”

Ministerio de Hacienda “Generación Distribuida de Energías Renovables”, Abril 2019. Disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/generacion-distribuida>

Montaña Johny (2011), Teoría de Puestas a Tierra, ECOE Ediciones – Universidad del Norte

Reglamentación de EDELAP-Redes de Distribución en Urbanizaciones Especiales.

Reglamentación de EDEN Para Redes Subterráneas de Media y Baja Tensión

Reglamentación de la ley 27.424 Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública

Roeper Richard (1985)-Las Corrientes de Cortocircuito en las Redes Trifásicas, SIEMENS

Sustentador energías renovables “Equipamiento Fotovoltaico”, Abril 2019. Disponible en



<http://sustentator.com/energia/instalaciones.php#nanogallery/nanoGallery1/72157662290936305>

Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario Desarrollo de una Red de Distribución Eléctrica

Vinson Edgrado G, Jurado Alejandro, Gigli Pablo, Revista Electrotécnica “Estudio de un Sistema de Distribución con Alta Penetración de Generación de Energía Solar”, Marzo 2015. Disponible

en https://www.editoressrl.com.ar/revistas/ie/296/electrotecnica_estudio_de_un_sistema_de_distribucion