



Universidad
Nacional de Lanús

**Implicancias Técnicas, Económicas y Ambientales
de la Generación Distribuida Fotovoltaica
Residencial en Redes de Distribución de Energía
Eléctrica de la Ciudad de Mar del Plata Desarrollada
en el Marco de la Ley 27.424**

Tesis

para optar por el grado académico de
Magister en Gestión de la Energía

por

Ing. Guillermo Fabián di Mauro

Tutor

Prof. Justo José Roberts, PhD

Mar del Plata, noviembre 2022

Agradecimientos

A mi esposa Alejandra y a mis hijos Matías y Sebastián por su apoyo incondicional, aliento permanente y sobre todo paciencia durante el proceso de estudio y desarrollo del trabajo.

A la Universidad Nacional de Lanús por haberme posibilitado continuar con mi desarrollo profesional.

A la Directora de la Maestría, Dra. Laura Giumelli y a la Dra. Alicia Frigerio.

A mi Tutor de Tesis, Dr. Justo José Roberts.

A mis Padres, siempre presentes.

Título

Implicancias Técnicas, Económicas y Ambientales de la Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución de Energía Eléctrica de la Ciudad de Mar del Plata Desarrollada en el Marco de la Ley 27.424

Resumen

A partir de la sanción de las Leyes 26.190/06 y 27.191/15, Argentina ha iniciado un camino de transformación de la matriz de generación eléctrica en concordancia con la tendencia mundial de “descarbonizar la economía” propiciando el uso de fuentes renovables de energías limpias.

En la misma dirección de política energética, en el año 2017 se sanciona la Ley 27.424 que “Promueve la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”. Bajo el marco de esta Ley se incorpora el concepto de Generación Distribuida, mediante la cual los usuarios de los sistemas de distribución eléctrica de baja tensión pueden autoabastecer su propio consumo e inyectar excedentes de generación a la red mediante conexiones denominadas “on-grid”.

Este cambio de paradigma en el sistema de generación de energía eléctrica incorpora elementos disruptivos que alteran el comportamiento de las redes de distribución eléctrica modificando diversos parámetros que afectan al servicio: calidad; seguridad; pérdidas técnicas; producto técnico, protecciones; eficiencia de la red; costos de operación y aspectos económicos y ambientales entre otros. Ley 27.424 genera expectativas de que estos cambios serán favorables para el funcionamiento de la red eléctrica y para la sociedad en su conjunto. No obstante ello, la misma Ley, a través de sus Decreto Reglamentario, prevé la necesidad de estudiar dichos cambios a partir de la evaluación de ciertos parámetros eléctricos enumerados.

En el contexto mencionado, este trabajo pretende evaluar, mediante el uso de herramientas de simulación computacional, cuáles son los cambios en el comportamiento de la red de distribución en baja y media tensión de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata ante la incorporación de generación distribuida de energía renovable de origen fotovoltaico. Con la digitalización, en el entorno del software de simulación DigSILENT, de todos los componentes de la red seleccionada para el estudio, se plantearon distintos escenarios que comprenden desde la distribución convencional hasta el autoabastecimiento e

inyección de generación fotovoltaica excedente a la red. El análisis se llevó a cabo en el marco de la Ley N° 27.424/17 y reglamentaciones durante un año calendario (2019) lo que permitió evaluar el comportamiento estacional de las distintas variables con un enfoque global y totalizador en el tiempo.

Como resultado de los ensayos efectuados se pudieron cuantificar los cambios esperados en los objetivos propuestos por la normativa para cada uno de los parámetros técnicos analizados a lo largo del 2019. Dentro de los resultados obtenidos se destaca la permanencia del perfil de tensión del distribuidor dentro de los valores permitido por los contratos de concesión de las empresas de servicios eléctricos. Se ha encontrado aquel nivel de inserción de generación fotovoltaica a partir del cual se produce un flujo inverso de potencia por medio del cual los sistemas de generación solar inyectan potencia a la red externa. Se logró discriminar la composición de los aportes a las pérdidas activas de cada componente de la red, diferenciando también, el aporte por este concepto, de la fuente de energía externa y de la generada por los paneles solares.

En el análisis anual del balance de energía, se encontró que para el nivel de máxima inserción FV se logra una disminución del 33,3% de energía aportada por fuentes despachables con un ahorro de 1492,6 tCO_{2eq} en las emisiones de gases de efecto invernadero y de 249.702USD en concepto de energía valorizada en el Mercado Mayorista Eléctrico.

Se dedujo que en el escenario de 60% de inserción FV se desarrolla la menor cantidad de energía de pérdidas activas en el sistema de distribución, con una disminución del 12,3% respecto al escenario base.

Se cuantificaron los parámetros de funcionamiento de la red sobre los cuales la Ley 27.424/17 centra sus expectativas de mejora, resultando que en todos los casos son positivos, incrementándose el beneficio con el aumento de los niveles de inserción fotovoltaico.

Más allá de los resultados obtenidos en el estudio de la red actual sobre el comportamiento técnico de la misma ante la inclusión de generación distribuida FV y sin pretender generalizarlos a otras redes de distribución, se considera también, el presente trabajo, un aporte importante a la metodología de evaluación y valoración de los efectos técnicos y económicos provocados.

Palabras Claves

Distribución de energía eléctrica. Generación distribuida. Fuentes de energía renovables. Generación fotovoltaica. Usuario-Generados. Prosumidores. Ley 24424. Simulación. Matriz Energética.

Índice general

Título	iii
Resumen	iii
Palabras Claves	v
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas	xiii
Acrónimos.....	xv
Símbolos	xvi
1. INTRODUCCIÓN.....	1
Justificación del Proyecto.....	3
Objetivo general planteado para el Proyecto	5
Objetivos específicos.....	6
2. ESTADO DEL ARTE	7
3. MATERIALES Y MÉTODOS	13
3.1 Resumen Metodológico	14
3.2 Marco Normativo.....	16
3.3 Esquemas de tarificación	20
Sistema de Medición Neta (Net Metering).....	20
Sistema de Facturación Neta (Net Billing).....	21
Tarifa de incentivo (Feed in-tariff).....	21
3.3.1. Encuadre tarifario Ley N°27.424.....	21
3.4 Selección del Área Residencial	25
3.5 Software de Simulación	28
3.6 Modelado de la Red Eléctrica	31
3.6.1. Red de Media Tensión	31
3.6.2. Subestaciones	36
3.6.3. Red de Baja Tensión	38
3.6.4. Feeders	43
3.7 Modelado de los Usuarios de Baja tensión	44
3.7.1. Conceptos.....	44

3.7.2.	Curva de demanda diaria de potencia	46
3.8	Generación Fotovoltaica.....	54
3.8.1.	Física de la Conversión Fotovoltaica	55
3.8.2.	Celdas Solares	60
3.8.3.	Paneles Solares.....	64
3.8.4.	Irradiancia solar, irradiación solar y horas solares pico	66
3.8.5.	Perfil de generación de potencia FV	68
3.9	Escenarios de simulación de demanda y generación FV	87
3.10	Simulación Cuasi-dinámica	91
3.11	Huella de Carbono	94
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	98
4.1	Perfiles de Tensión.....	99
4.2	Balance de Potencia Activa.....	107
4.2.1.	Generación y Demanda.....	107
4.2.2.	Potencia de Pérdidas Activas	112
	Potencia de Pérdidas Activas Totales	112
	Potencia de Pérdidas Activas en Líneas	115
	Potencia de Pérdida Activas en los Transformadores.....	117
4.3	Balance Anual de Energía Activa.....	119
4.3.1.	Intercambio de Energía	119
4.3.2.	Energía Pérdidas Activas	123
4.3.3.	Composición de Energía de Pérdidas Activas	129
4.4	Análisis del Impacto Ambiental	132
4.4.1.	Emisiones de GEI. Margen Combinado (MC).....	133
4.4.2.	Emisiones de GEI. Margen Operativo por Despacho	138
4.5	Valoración Económica del Ahorro de Energía.....	141
5.	CONCLUSIONES GENERALES.....	152
6.	TRABAJOS FUTUROS	156
7.	REFERENCIAS.....	157

Índice de Figuras

Fig. 3.4.1 Plano de ordenamiento territorial del partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: [11].	26
Fig. 3.4.2 Área residencial abastecida por el Distribuidor DF (amarillo). Fuente: Elaboración propia.	27
Fig. 3.5.1 Elementos gráficos utilizados para modelar la red en el software DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.	28
Fig. 3.5.2 Ventana de comandos para la ejecución de un flujo de carga. Fuente: Elaboración propia.	29
Fig. 3.5.3 Ventana de comandos para la ejecución de una simulación cuasi-dinámica. Fuente: Elaboración propia	30
Fig. 3.5.4 Líneas de comando de un script. Fuente: elaboración propia	31
Fig. 3.6.1 Ventana de configuración del elemento gráfico External Grid. Fuente: Elaboración propia.	32
Fig. 3.6.2 Ventana de configuración del elemento Line. Fuente: elaboración propia.	33
Fig. 3.6.3 Ventana de configuración del tipo de tendido Tower Type; pestaña Geometry. Fuente: elaboración propia.	33
Fig. 3.6.4 Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.	34
Fig. 3.6.5 Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.	34
Fig. 3.6.6 Red de MT modelada en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.	35
Fig. 3.6.7 Red de MT modelada en el entorno de DIgSILENT con imagen satelital de fondo. Fuente: elaboración propia.	35
Fig. 3.6.8 Modelado de una subestación en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.	36
Fig. 3.6.9 Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.	37
Fig. 3.6.10 Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.	38
Fig. 3.6.11 Ventana de configuración del elemento Línea de BT. Fuente: elaboración propia.	39
Fig. 3.6.12 Ventana de configuración del conductor de la línea de BT. Fuente: elaboración propia.	39
Fig. 3.6.13 Ventana de configuración del conductor para acometida monofásica. Fuente: elaboración propia.	40

Fig. 3.6.14 Ventana de configuración de la fase a la que se encuentra conectada la acometida. Fuente: elaboración propia	41
Fig. 3.6.15 Red de distribución ampliada de la subestación SE_73S00353, en el entorno de DIGSILENT. Zoom. Fuente: elaboración propia.....	42
Fig. 3.6.16 Red de distribución secundaria de la subestación SE_73S00353, en el entorno de DIGSILENT. Fuente: elaboración propia.	42
Fig. 3.6.17 Feeder principal y de cada subestación. Fuente: elaboración propia.	43
Fig. 3.6.18 Ejemplo de elementos incluidos en un Feeder. SE_73S00667; Feeder_0667. Fuente: elaboración propia.	44
Fig. 3.7.1 Curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en verano. Fuente: [26].	45
Fig. 3.7.2 Curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en invierno. Fuente: [26].	45
Fig. 3.7.3 Curva de demanda diaria de potencia del conjunto de usuarios residenciales pertenecientes a una SE MT/BT de la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [27].	46
Fig. 3.7.4 Ejemplo de curva de demanda diaria: corriente y potencia en valores absolutos. Fuente: elaboración propia.....	47
Fig. 3.7.5 Curvas de demanda diaria en [p.u.] usuarios residenciales, mes de enero. Fuente: elaboración propia.	48
Fig. 3.7.6 Curvas de demanda diaria en [p.u.] usuarios residenciales, mes de junio. Fuente: elaboración propia.....	48
Fig. 3.7.7 Curvas de demanda diaria en p.u. para cada mes del año y discriminadas en tres tipos de días típicos. Fuente: elaboración propia.	49
Fig. 3.7.8 Curva de potencia media mensual: tabla de valores [MW] y diagrama en DIGSILENT. Fuente: elaboración propia.	50
Fig. 3.7.9 Fecha y hora configuradas como referencia para el ejemplo. Fuente: elaboración propia.....	51
Fig. 3.7.10 Curva de demanda de potencia en p.u. para un día hábil del mes de mayo. Fuente: elaboración propia.	52
Fig. 3.7.11 Característica de potencia media demandada por el usuario 730059544, para el año 2019. Fuente: elaboración propia.....	53
Fig. 3.7.12 Perfiles de consumo en p.u. y mensual. Valor real de potencia demandada. Fuente: elaboración propia.	53
Fig. 3.7.13 Curva de demanda diaria de potencia [W] del usuario 730059544, para un día hábil del mes de mayo de 2019. Fuente: elaboración propia.	54
Fig. 3.8.1 Composición de un átomo. Fuente: [29]	55
Fig. 3.8.2 Bandas de Energía en un átomo. Fuente: [29].	56

Fig. 3.8.3 Pares hueco-electrón. Fuente [29].	57
Fig. 3.8.4 Si tipo P con exceso de huecos - Si tipo n con exceso de electrones Fuente: [30].	58
Fig. 3.8.5 Campo eléctrico (E) y diferencia de potencial (V_o) en una unión p-n. Fuente: [30].	59
Fig. 3.8.6 Esquema de funcionamiento de una celda solar. Fuente: [31]	60
Fig. 3.8.7 Celda Solar. Fuente: [32].	61
Fig. 3.8.8 Voltaje a circuito abierto V_{oc} y Corriente de cortocircuito I_{sc} en una celda. Fuente: [32].	62
Fig. 3.8.9 Valores de I_{mp} y V_{mp} para la máxima potencia entregada por la celda. Fuente: [32].	62
Fig. 3.8.10 Valores de I_{mp} y V_{mp} y curva de potencia. Fuente: [32].	63
Fig. 3.8.11 Conexión serie y paralelo de celdas fotovoltaicas. Fuente: [32].	64
Fig. 3.8.12 Características constructivas de un panel solar. Fuente: [32].	65
Fig. 3.8.13 Composición de un conjunto de paneles fotovoltaicos. Fuente: [32].	65
Fig. 3.8.14 Datos técnicos de un panel fotovoltaico compuesto por celdas tipo policristalinas. Fuente: [34].	66
Fig. 3.8.15 Curva de irradiancia [W/m^2] diaria. Representación de la irradiación en el plano horizontal [Wh/m^2] y de las horas solares pico [PSH]. Fuente: elaboración propia.	67
Fig. 3.8.16 Mapas de irradiación solar global media diaria en el plano horizontal [kWh/m^2], para los meses de enero (izquierda) y julio (derecha). Fuente: [38].	69
Fig. 3.8.17 Inclinação máxima alcanzada por el sol en verano y en invierno. Fuente: [31].	69
Fig. 3.8.18 Curva diaria de irradiación horaria en el plano horizontal [Wh/m^2]. Fuente: elaboración propia.	71
Fig. 3.8.19 Inclinação de una placa solar. Fuente: elaboración propia.	72
Fig. 3.8.20 Orientación de una placa solar (acimut). Fuente: elaboración propia	72
Fig. 3.8.21 Orientación respecto al norte de los techos de las viviendas en el área residencial bajo estudio. Fuente: elaboración propia.	73
Fig. 3.8.22 Determinación de la superficie disponible en el techo de una vivienda, mediante herramientas de Google Earth. Fuente: elaboración propia.	76
Fig. 3.8.23 Dimensiones (en mm) de la placa solar utilizada: SOL-6P-72-345- 4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.	76
Fig. 3.8.24 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal para el mes de enero [kWh/m^2]. Fuente: elaboración propia.	80

Fig. 3.8.25 Curva característica de un usuario en particular, teniendo en cuenta potencia pico de la instalación FV y el factor de corrección por inclinación y orientación [kWh]. Fuente: elaboración propia.	81
Fig. 3.8.26 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m ²] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.	82
Fig. 3.8.27 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kW/m ²] para el mes de mayo. Fuede: elaboración propia.	83
Fig. 3.8.28 Orientación del techo y medición de superficie disponible del usuario 730059544. Fuente: elaboración propia.....	83
Fig. 3.8.29 Característica mensual que tiene en cuenta parámetros propios del usuario-generador 730059544. Fuente: elaboración propia	85
Fig. 3.8.30 Valores actuales de ambas características y valor real para el usuario-generado 730059544, para la fecha y hora establecidas. Fuente: elaboración propia.....	86
Fig. 3.8.31 Curva diaria de potencia FV generada por el usuario-generador 730059544, en mayo. Fuente: elaboración propia.....	86
Fig. 3.9.1 Parámetro Out of Service activo y desactivo en ciertos elementos de la red. Fuente: elaboración propia.....	88
Fig. 3.9.2 Distribución espacial de paneles FV activos e inactivos en la SE_73Soo422. Fuente: elaboración propia.....	90
Fig. 3.9.3 Lista de escenarios en DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.	91
Fig. 3.10.1 Ejemplo de una caja de resultados con las 14 variables no dependientes del tiempo, monitoreadas durante una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.....	93
Fig. 3.10.2 Panel de configuración de la simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.....	93
Fig. 4.1.1 Perfil de tensiones del Distribuidor DF (media y baja tensión), escenario base. Fuente: elaboración propia.....	102
Fig. 4.1.2 Perfil de tensiones del Distribuidor DF (media y baja tensión), escenario 100%. Fuente: elaboración propia.....	103
Fig. 4.1.3 Evolución dela tensión en la barra de media tensión de la SE_1747. 12/01/2019. Fuente: elaboración propia	103
Fig. 4.1.4 Evolución dela tensión en el Nodo 427 de la SE_o867. 12/01/2019. Fuente: elaboración propia	104
Fig. 4.1.5 Evolución dela tensión en el Nodo 427 de la SE_o867. 08/07/2019. Fuente: elaboración propia	105
Fig. 4.1.6 Evolución dela tensión en la barra de media tensión de la SE_1747. 08/07/2019. Fuente: elaboración propia	105

Fig. 4.1.7 Niveles de tensión a lo largo del día 12/01/2019 de la barra de BT de la SE_1747. Fuente: elaboración propia.....	106
Fig. 4.2.1 Crecimiento de la potencia FV generada con la inserción de paneles solares. Fuente: elaboración propia.....	109
Fig. 4.2.2 Intercambio de potencia entre la Red Externa y el Distribuidor DF. Fuente: Elaboración propia.	109
Fig. 4.2.3 Intercambio de potencia en la acometida del Distribuidor en estudio. Fuente: elaboración propia	110
Fig. 4.2.4 Curva de demanda neta del distribuidor (curva del pato). Fuente: Elaboración propia.....	111
Fig. 4.2.5 Potencia activa total de pérdidas. Porcentaje referido a la demanda. Fuente: elaboración propia	113
Fig. 4.2.6 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas. Fuente: elaboración propia.....	113
Fig. 4.2.7 Discriminación de potencia de pérdidas: variables y en vacío. Fuente: elaboración propia.....	114
Fig. 4.2.8 Desarrollo de pérdidas en líneas de baja y media tensión. Fuente: elaboración propia.....	115
Fig. 4.2.9 Participación de la red de MT y BT en la potencia de pérdidas activas de las líneas de distribución. Fuente: elaboración propia.....	116
Fig. 4.2.10 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas de las líneas. Fuente: elaboración propia.....	116
Fig. 4.2.11 Composición de las pérdidas en los transformadores. Fuente: elaboración propia.....	117
Fig. 4.2.12 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas de los transformadores. Fuente: elaboración propia.....	118

Índice de Tablas

Tabla 3.6.1 Cuadro resumen: potencia nominal [MVA] de los transformadores de cada SE. Fuente: elaboración propia.	37
Tabla 3.8.1 Tabla de eficiencia de distintos tipos de celdas solares. Fuente: [32]	61
Tabla 3.8.2 Irradiación global media diaria en el plano horizontal [kWh/m ²] para la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [38].	70
Tabla 3.8.3 Datos de irradiación global horaria en el plano horizontal [kWh/m ²] para la Ciudad de Mar del Plara. Fuente: elaboración	70
Tabla 3.8.4 Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 30^\circ$. Fuente: [38]	74
Tabla 3.8.5 Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 60^\circ$. Fuente: [38].	75
Tabla 3.8.6 Características técnicas de las placas solares utilizadas. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®	77
Tabla 3.8.7 Factores de corrección para tener en cuenta el rendimiento del equipo inversor. Fuente: [41]	79
Tabla 3.8.8 Datos de irradiación global horaria en el plano horizontal [kWh/m ²]. Fuente: elaboración propia.	82
Tabla 3.9.1 Valor de k según el escenario. Fuente: elaboración propia.	89
Tabla 3.9.2 Cantidad de sistemas fotovoltaicos activos en cada escenario. Fuente: elaboración propia.....	90
Tabla 4.1.1 Demanda del Alimentador y generación FV para el día 8/05/2019. Mínima del año 2019. Fuente: elaboración propia.....	100
Tabla 4.1.2 Demanda del Alimentador y generación FV para el día 12/01/2019. Máxima generación FV del año 2019. Fuente: elaboración propia.....	101
Tabla 4.1.3 Variación de tensión admisible según el nivel de tensión. Fuente: [46]	106
Tabla 4.2.1 Resumen de resultados para el flujo de carga del 12/01/2019, 12:00hs	108
Tabla 4.3.1 Resumen de resultados para la evaluación de energía en el año 2019. Fuente: elaboración propia	121
Tabla 4.3.2 Balance de energía para un 80% de inserción FV. Fuente: elaboración propia.....	122
Tabla 4.3.3 Balance de Energía para 100% de Inserción FV. Fuente: elaboración propia.....	132

Tabla 4.4.1	Cálculo del ahorro anual de emisiones de GEI en la red de distribución por implementación de generación FV. Fuente: elaboración propia.	134
Tabla 4.5.1	Componentes del Precio Monómico de la energía. Fuente: [50].	142
Tabla 4.5.2	Valoración económica de la energía a través del Precio Monómico para escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia.	145
Tabla 4.5.3	Valoración económica de la energía FV anual generada para cada escenarios de inserción. Fuente: elaboración propia.	149
Tabla 4.5.4	Valores monetarios porcentuales de ahorro en el distribuidor respecto al escenario base. Fuente: Elaboración propia.	150

Acrónimos

BM	Margen de Construcción
BT	Baja Tensión
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CD	Centro de Distribución
CM	Margen Combinado
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático
COT	Código Territorial de Uso de Suelo
DERs	Recursos Energéticos Distribuidos
ET	Estación Transformadora
FE	Factor de Emisión
FV	Fotovoltaico
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases Efecto Invernadero
HC	Huella de Carbono
ISO	California Independent System Operator
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MT	Media Tensión
OM	Margen de Operación
PCA	Potencial de Calentamiento Atmosférico
PSH	Peak Sun Hours (Horas Solares Pico)
SADI	Sistema Argentino de Interconexión Nacional
SE	Subestación
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
UGma	Usuarios-Generadores mayores
UGme	Usuarios-Generadores medianos
UGpe	Usuarios-Generadores pequeños

Símbolos

d_b	cantidad de días comprendidos en el bimestre b
E_b	energía facturada para el bimestre b , en [kWh]
E_{cons}	energía anual consumida por el usuario [kWh/año]
E_{FV}	energía anual generada por la instalación fotovoltaica (425 kWh/año)
$E_{h,M}$	energía eléctrica generada durante la hora h , en el mes M [Wh]
FS	factor de corrección por rendimiento de la instalación [-]
H	módulo de la irradiación en el plano horizontal [kWh/m ²]
$H_{\beta,\gamma}$	módulo de la irradiación en el plano inclinado y orientado [kWh/m ²]
$H_{\beta,\gamma,h,M}$	irradiación en el plano de interés para la hora h en el mes M [kWh/m ²]
$H_{h,M}$	irradiación en el plano horizontal para la hora h en el mes M [kWh/m ²]
$I_{i,k}$	valor de corriente para la ordenada i de la curva para el día k [A]
$\bar{I}_k$	promedio de los 48 datos de corriente del día k [A]
$I_{i,k(p.u.)}$	valor de corriente para la ordenada i de la curva, en p.u., para el día k
N_{C1}	cantidad máxima de paneles a instalar, según el Criterio 1
N_{C2}	cantidad máxima de paneles a instalar, según el Criterio 2
N_{C3}	cantidad de paneles a instalar, según el Criterio 3
N_p	número de paneles instalados en el domicilio
P_{cont}	potencia contratada con la Empresa Distribuidora Local [kW]
P_i	valor de potencia demandada para la ordenada i de la curva, en [kW]
$P_{i(p.u.)}$	valor de potencia demandada para la ordenada i de la curva, en [p.u.]
$P_{i,k(p.u.)}$	valor de potencia para la ordenada i de la curva, en p.u., para el día k
$P_{m,b}$	potencia media demandada para el bimestre b [kW]
P_p	potencia pico de cada placa fotovoltaica [kW]
PSH	horas solares pico [h]
$R_{\beta,\gamma}$	factor de corrección para una placa con inclinación β y un acimut γ
$R_{\beta,\gamma,M}$	factor de corrección para una inclinación β y un acimut γ , mes M
S_{disp}	superficie disponible para realizar la instalación FV [m ²];
S_{placa}	superficie de cada placa solar [m ²]

1. INTRODUCCIÓN

Las Energías Renovables han cobrado gran relevancia en los últimos años ante la necesidad de combatir las causas del cambio climático y lograr la sustentabilidad del suministro eléctrico a largo plazo. Siendo fuentes de energía limpia e inagotables, se diferencian de los combustibles fósiles en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta y principalmente por no producir gases de efecto invernadero (GEI) ni emisiones contaminantes durante la etapa de generación.

En el año 2019¹, las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la producción de energía a nivel mundial fueron de 34,2 GtCO_{2eq}², con un aporte proveniente del carbón del 42%, del petróleo 34% y del gas 22%. En la Argentina, las cifras por el mismo concepto se corresponden con una emisión de GEI 164,3 MtCO_{2eq} con un 2,5% proveniente del carbón, 39,8% del petróleo y 57,4% del gas [1].

Según la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA), en su “Resumen Ejecutivo, Principales Variables MEM” [2], la composición de la generación de energía eléctrica en Argentina, al año 2021, se reparte con un 63,2% de energía térmica (fuel oil y gas), seguida de la energía hidráulica con un 16,9%. El peso actual que tienen las energías alternativas en la matriz está representando por la generación de energía nuclear con el 7,1% y las energías renovables (Eólico, Solar, Biomasa, Biogas, Hidro Renovable) con el 12,2% del total.

A partir de la sanción de las Leyes 26.190/06 [3] y 27.191/15 [4] sobre el “*Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía*”, Argentina ha iniciado un camino de transformación de la matriz de generación eléctrica, en concordancia con la tendencia mundial de “descarbonizar la economía”, propiciando el uso de fuentes renovables de energías limpias.

En un paso más allá y acentuando la dirección en la política energética iniciada, en el año 2017 se sanciona la Ley 27.424 [5] que “*Promueve la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública*”. La misma fue reglamentada mediante el Decreto 986/2018 [6] y Resolución 314/2018 [7]. La Ley tiene por objeto fijar las políticas públicas y establecer condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, estableciendo la

¹ Se toma el año 2019 de referencia previo a la crisis mundial provocada por la pandemia.

² El CO_{2eq} (dióxido de carbono equivalente) es la unidad de medida de la Huella de Carbono: Nombre dado a la totalidad de la emisión de gases de efecto invernadero. Se cuantifica por medio de Giga toneladas (Gt) o Mega toneladas (Mt).

obligación de los prestadores del servicio público de distribución de asegurar el libre acceso a la red, sin perjuicio de las facultades propias cada provincia. Esta Ley da mayor participación a los consumidores finales de energía eléctrica, permitiéndoles abastecer sus propias demandas e incluso que inyectar excedentes de generación a la red. Esta facultad de producir energía para su propio consumo y exportar a la red mediante un sistema de conexión “on-grid”³, convierte a los usuarios en “usuario-generador”⁴ (UG).

El autoconsumo de electricidad a nivel residencial puede constituirse en uno de los dinamizadores principales de la transición energética hacia la mejora de los sistemas actuales, dando la oportunidad a los ciudadanos, comunidades, asociaciones y empresas la posibilidad de cambiar el consumo energético de tradicional a renovable, con el uso de las herramientas específicas orientadas a políticas de gestión de la demanda.

La Generación Distribuida (GD) es sólo un componente dentro del conjunto de los denominados Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) que, en términos amplios e independientemente de la fuente que la da origen, se refiere a la generación eléctrica descentralizada o dispersa proveniente de un conjunto numeroso de pequeñas fuentes aisladas o conectadas a la red, ubicadas en lugares próximos a los centros de consumo [8], [9].

La importancia de la GD comenzó a tomar impulso hace algunos años cuando muchos países liberaron sus mercados eléctricos e incentivaron la evolución de nuevas tecnologías. Otro factor que ha generado un creciente interés es *la contribución al desarrollo sostenible*, ya que este se asocia comúnmente con la producción de energía limpia, como ya se mencionara.

En nuestro país, la introducción a la GD se ha desarrollado en forma aislada propiciada por diferentes provincias. No es hasta el año 2017, con la sanción de la Ley N° 27.424, que se intenta dar pautas para unificar criterios tecnológicos y reglamentarios para todo el territorio nacional, quedando en la potestad de cada provincia el adherir a la Ley.

De acuerdo al informe presentado para el año 2021 por la Secretaría de Energía perteneciente al Ministerio de Economía (Rep. Argentina) [10], las provincias de Catamarca, Chaco, Chubut, Córdoba, Corrientes, La Rioja, Mendoza, Río Negro, Neuquén, San Juan, Tierra Del Fuego, La Pampa y la Ciudad de Buenos Aires (CABA + AMBA) adhirieron a la Ley Nacional 27.424. La Provincia de Buenos Aires, ha adherido parcialmente a la misma Ley con fecha del 22/04/2022, quedando pendiente aún su reglamentación. Al respecto, la Dirección de Energía

³ Sistema de conexión a la red de distribución que mediante un dispositivo electrónico permite un intercambio bidireccional de energía.

⁴ Término utilizado en la Ley 27.424

de la Provincia de Buenos Aires está exponiendo ante discusión de profesionales, empresas distribuidoras e interesados, un documento borrador sobre la normativa regulatoria complementaria de la GD en su territorio.

Justificación del Proyecto

Dentro de la clasificación de los consumidores de electricidad con capacidad de generar e inyectar energía a la red de distribución, bajo el concepto de Generación Distribuida, se encuentran los usuarios residenciales, en particular, aquellos ubicados en zonas de baja densidad poblacional y cuyo código territorial de uso de suelo (COT)⁵ prevea espacios libres en la superficie de sus terrenos o cuyo estilo de construcción permita la instalación de paneles fotovoltaicos en los techos de los domicilios [11].

Esta modalidad de generación incorpora elementos disruptivos que modifican el comportamiento de las redes de distribución de energía eléctrica de baja y media tensión. Estas redes, que han sido diseñadas para un esquema de funcionamiento puramente radial con un solo punto de inyección de potencia, ven modificados sus flujos de corrientes y parámetros que afectan las condiciones de suministro, así como también sus pérdidas técnicas, niveles de tensión, costos de operación, entre otros.

Los efectos de la incorporación de GD sobre la red de distribución y sobre el sistema eléctrico en su conjunto dependen de múltiples variables como: tipo de fuente de generación; disponibilidad, magnitud y ubicación del recurso; perfil de producción; características eléctricas y topología de la red y tipo y perfil de la carga abastecida, entre otras [12].

Los autores de la Ley 27.424 manifestaron en su Artículo 2º sus deseos de que los cambios producidos por la GD sean beneficiosos para el sistema eléctrico en su conjunto:

*“Declárase de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables con destino al autoconsumo y a la inyección de eventuales excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, todo ello bajo las pautas técnicas que fije la reglamentación en línea con la planificación eléctrica federal, **considerando como objetivos la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto, la protección ambiental** prevista en el artículo 41 de la Constitución*

⁵ Código de Ordenamiento Territorial. Ordenanza Municipal que establece el tipo de actividad permitida en cada zona de la Ciudad de Mar del Plata

Nacional y la protección de los derechos de los usuarios en cuanto a la equidad, no discriminación y libre acceso en los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad.”

Por otro lado, en el Artículo 3.2 de la Resolución 314/2018 [7] se establecen los “*Criterios Técnicos para la Reserva de Potencia*”, es decir la potencia del equipo de generación fotovoltaica (o potencia de acople) con la cual un usuario-generador puede conectarse en un punto de la red de distribución. Esta autorización de conexión está supeditada a la capacidad de diseño del alimentador y de las consecuencias técnicas que pueden traer aparejada la incorporación de tal sistema.

A los efectos de comprobar la factibilidad de incorporación de un usuario-generador a un punto de la red eléctrica, en el Artículo 3.2.3 la Resolución 314/18 se prevé la realización de un “*Estudios de Viabilidad de Conexión*”. Este estudio, a cargo de la empresa distribuidora, tienen por objeto de verificar que los equipos de generación distribuida no comprometan el adecuado funcionamiento de la red permitiendo, a su vez, identificar las causas de cualquier potencial desvío.

“Los estudios de viabilidad de conexión a cargo del Distribuidor deben considerar la modelación explícita de los alimentadores y principales componentes afectados por los Equipos de Generación Distribuida, según corresponda.

Dichos estudios deberán contemplar dos escenarios de operación de la red y de los Equipos de Generación Distribuida tal como se describe a continuación. Ambos escenarios se plantean con el objetivo de verificar que los Equipos de Generación Distribuida no comprometan el adecuado funcionamiento de la red permitiendo, a su vez, identificar las causas de cualquier potencial desvío.”

Dos formas podrían contemplarse para evaluar cuales son los efectos de la incorporación de la GD en un sistema de distribución y si los objetivos enunciados en la Ley pueden alcanzarse. Una consiste en realizar pruebas físicas, es decir, realizar múltiples mediciones eléctricas (corrientes, potencia, energía) durante un año calendario sobre una red acotada en situación de una distribución de energía convencional. Luego de incorporar equipamiento de generación fotovoltaica, recoger idénticas mediciones en un lapso similar para observar cuáles fueron los cambios que se produjeron en el desempeño de la red. Esta forma de análisis requiere de un gran esfuerzo económico, tiempo de elaboración y ejecución y otorga pocas posibilidades de ensayo y análisis de sensibilidad de las variables que definen el comportamiento de la red.

Otra forma de evaluar las consecuencias de la introducción de la GD consiste en la simulación de los sistemas por medio de programas de computación dedicados. La utilización de esta metodología, se basa en la modelación de cada componente físico de la red eléctrica en el entorno de un programa diseñado para tal fin. Nutriéndolo de datos estadísticos que describan el comportamiento de las distintas variables, es posible evaluar la conducta, en múltiples escenarios, de aquellos parámetros de estudio seleccionados. Esta herramienta demanda fuentes de información confiables, brinda mayor flexibilidad de examinación y requiere de menores costos permitiendo obtener resultados en menores tiempos. Con esta metodología de trabajo es posible cuantificar estadísticamente la variación de los parámetros referenciados en los objetivos planteados por la Ley 24.424 dentro de un período determinado: pérdidas de energía, perfiles de tensión, cambios en la variación en las emisiones de CO₂, eficiencia energética, etc.

En el desarrollo del presente trabajo se evalúa, con herramientas de simulación computacional, cuáles son los cambios en el comportamiento eléctrico de la red de distribución de baja tensión (220/380V) y media tensión (13,2kV) de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata. Se plantean distintos escenarios que comprenden desde la distribución convencional hasta el autoabastecimiento de los usuarios e inyección de generación fotovoltaica excedente a la red, en el marco de la Ley N° 27.424/17 y sus reglamentaciones generales.

Como cada variación de los parámetros eléctricos involucra una consecuente modificación de las condiciones de explotación e implicancias ambientales, con los resultados del presente trabajo fue posible cuantificar estadísticamente los objetivos planteados por la Ley 27.424/17, dentro del período analizado comprendido entre enero y diciembre de 2019. Entre los parámetros de interés se analizaron: Energía de pérdidas [kWh], eficiencia de la red de distribución [Energía Útil/Energía Puesta a Disposición]; cambios en los costos generación despachable [\$], variación de las emisiones de CO₂ [tn CO₂], variaciones en los perfiles de tensión [V].

Objetivo general planteado para el Proyecto

Evaluar, mediante herramientas de simulación computacional, cuáles son los cambios en los parámetros técnicos y las consecuencias ambientales y económicas de la incorporación de generación distribuida fotovoltaica en la red de distribución de energía eléctrica de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata, en el marco de la Ley N° 27.424/17 y sus reglamentaciones.

Objetivos específicos

- 1) Conocer y establecer como base de comparación el estado de carga y parámetros eléctricos de funcionamiento de la red de distribución actual de un sector residencial de la Ciudad de Mar del Plata.
- 2) Conocer la potencia y energía de origen fotovoltaico factible de ser generada, en función de las prestaciones de los paneles solares, condiciones de irradiación solar, estacionalidad y características territoriales y arquitectónicas de los domicilios.
- 3) Con el uso de herramientas de simulación, calcular los cambios en los parámetros eléctricos de funcionamiento, sus consecuencias ambientales y valoración económica ante diferentes escenarios de inserción de generación distribuida FV para autoconsumo e inyección de excedentes a lo largo de un año calendario.
- 4) Evaluar en qué medida se cumplen los objetivos de mejora y eficiencia de la red eléctrica planteados en la Ley 27.424/17.

Organización del Trabajo

El trabajo se organiza de la siguiente manera: en el Apartado 2 se analizan los antecedentes considerados relevantes sobre el estado del arte en la materia. En el Apartado 3 se asientan conceptos necesarios, se exponen las estrategias, procedimientos, herramientas y materiales utilizados en el desarrollo de la tesis. El arribo a los resultados en los diferentes escenarios de simulación sobre el comportamiento de las distintas variables, su análisis y discusión son abordados en el Apartado 4. En el Apartado 5 se brinda una conclusión final y global, mientras que en el número 5 se proponen diferentes líneas de trabajo como continuidad del presente.

2. ESTADO DEL ARTE

En el presente Apartado se analizan los antecedentes considerados relevantes sobre el estado del arte en la materia, desarrollados tanto en el ámbito internacional como nacional.

Si bien en nuestro país el tema de la generación distribuida ha tomado relevancia gracias a la sanción de leyes que propician su implementación, el estudio de los beneficios/perjuicios sobre el uso de esta tecnología ha sido abordado con interés por investigadores desde hace algunos años en diferentes países, contemplando cada uno sus propios marcos normativos.

Así, por ejemplo, en [13] presentan un estudio del impacto causado por la integración de sistemas fotovoltaicos de mediana y gran escala en la red de distribución a nivel de media tensión. Según describen los autores, se instaló un máximo de tres equipos fotovoltaicos con potencias que van desde los 0,1MW a 10MW sobre una porción de la red de distribución de 22kV perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR de Ecuador. El período de análisis comprende 24 horas del día de máxima carga del año.

El enfoque comienza con el desarrollo y verificación de un modelo del alimentador real en el entorno del software DIgSILENT Power Factory con el propósito de determinar las condiciones iniciales: perfil de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas de energía y el aporte de la corriente de cortocircuito. Para la integración del sistema fotovoltaico elaboraron una variedad de escenarios que cubren diferentes niveles de penetración y ubicación. Para cada uno de ellos se ejecutaron 288 flujos de carga desbalanceada mediante el lenguaje de programación DPL, utilizando el método cálculo de Newton-Raphson. El sistema fotovoltaico que se utilizó en la simulación es un modelo genérico (0.4 kV/0.5 MVA con un $fp=0.95$ en adelante) disponible por defecto en la base de datos del programa DIgSILENT Power Factory.

Luego de las simulaciones realizadas, los autores concluyen que existen mejoras en los perfiles de tensión pero que, ante un exceso de generación fotovoltaica, el nivel de tensión en ciertos nodos de la red puede incrementarse más allá de los valores permitidos por la normativa local. El período de estudio comprende solo un día, con lo cual es muy difícil proyectar la disipación de energía anual causada por las pérdidas Joule en el sistema de distribución. Una de las conclusiones más interesantes resulta ser aquella que muestra que, en ciertos escenarios sin carga en el sistema, las pérdidas eléctricas aumentan por sobre la condición de referencia, es decir que la GD no siempre resulta un factor beneficioso en todos los aspectos.

El informe presentado en [14] es el resultados de un proyecto de investigación llevado a cabo con el objetivo de estudiar el impacto en las pérdidas de la red de distribución que provoca la generación distribuida asociada al autoconsumo fotovoltaico de clientes conectados a las redes de media y baja tensión. El análisis realizado bajo la normativa local, se lleva a cabo en las regiones españolas de Murcia, Madrid y Vizcaya, utilizándose modelos detallados de las redes y valores de demanda real de energía durante un año calendario en el transcurso del 2014. El proyecto analiza múltiples escenarios de desarrollo de autoconsumo fotovoltaico contemplando los esquemas regulatorios que condicionan las dimensiones de las placas generadoras a instalar. Se analizan también distintas posibilidades de ubicación geográfica con variantes de mayor y menor concentración espacial: desde un desarrollo perfectamente homogéneo, hasta otro más concentrado en unas zonas frente a otras.

El estudio revela que los escenarios regulatorios que favorecen instalaciones de potencia reducida y, consecuentemente, escasos excedentes de producción, conllevan una reducción de las pérdidas en las redes de transporte y distribución. Sin embargo, en aquellos escenarios que favorecen instalaciones de mayor potencia y, por tanto, con mayores excedentes de generación vertidos a las redes, los resultados son dispares: van desde una reducción de pérdidas para niveles de penetración moderados, hasta incrementos de pérdidas en situaciones de mayor adopción y mayor concentración geográfica de las instalaciones.

Se incluye en el informe un examen de sensibilidad respecto a la variabilidad de la irradiación solar, comparando regiones más meridionales de la península Ibérica con regiones situadas más al norte. El análisis numérico demuestra que en el norte de la península la irradiación media es menor y con importante variabilidad, lo que obliga a un incremento de la potencia instalada de los paneles fotovoltaicos. Esta condición implica mayor inyección de potencia generada a la red en los momentos de mayor irradiación solar, lo que se traduce en un aumento de las pérdidas técnicas en escenarios de alta concentración geográfica.

El estudio aborda también el problema de las sobretensiones que pudieran producirse en la red como consecuencia del crecimiento del autoconsumo, resultando que, con escenarios regulatorios que minimicen excedentes, no aparecerían mayores inconvenientes. Por el contrario, bajo una hipótesis del tipo “Balance Neto” (instalaciones dimensionadas para abastecer el 100% del consumo de la vivienda), se pueden observar problemas de sobretensión tanto en media tensión (MT) como en baja tensión (BT), agravándose según crece el nivel de penetración. Los resultados obtenidos les permiten concluir que si se utilizan inversores inteligentes en MT (con posibilidad de control de tensión/reactiva)

con el objetivo de reducir sobretensiones, se produciría un aumento de pérdidas en MT y AT.

Por lo que se puede vislumbrar del trabajo presentado, no es posible afirmar de manera categórica que el autoconsumo fotovoltaico vaya a reducir siempre las pérdidas en las redes eléctricas. Así, una regulación del autoconsumo similar a la conocida como “Balance Neto” mencionada anteriormente, puede llevar no sólo a que aumenten las pérdidas energéticas en las redes, sino a la necesidad de acometer refuerzos en las redes que mitiguen sobrecargas y sobretensiones en los momentos de fuerte exportación a la red, comprometiendo de esta manera la eficiencia del sistema de distribución.

Los autores del trabajo [15] realizan un aporte analizando cómo la inyección de generación distribuida proveniente de diferentes fuentes como la eólica, fotovoltaica, celdas de combustibles y bombas de calor cambian la potencia que fluye en una red distribución modificando las pérdidas por efecto Joule.

Se presenta una aproximación al cálculo de las variaciones anuales de las pérdidas de energía en función de diferentes niveles de penetración, concentración y combinación de tecnologías conectadas al sistema. Para realizar un balance anual, las pérdidas son calculadas a cada hora durante dicho período, por lo que realizan un flujo de carga con la misma periodicidad teniendo en cuenta la demanda y la producción de energía en forma simultánea.

Si bien los autores consideran en un principio que la generación distribuida reduce las pérdidas técnicas del sistema de distribución, en el trabajo demuestran que esto no es siempre cierto, dependiendo del nivel de penetración de la GD, la configuración de la red y ubicación de las fuentes renovables, resultando que cuando las unidades GD están más dispersas a lo largo de los alimentadores de la red, se puede esperar que la reducción de las pérdidas más altas.

De las conclusiones también se desprende que la energía eólica es la que muestra el peor comportamiento en contribuir a la reducción de pérdidas. Finalmente, las unidades de generación que poseen control de potencia reactiva proporcionan un mejor perfil de tensión de la red y menores pérdidas.

Si bien, a partir de la metodología de trabajo utilizada y sus conclusiones se puede inferir comportamientos similares en otros tipos de redes, el análisis realizado en esta contribución tiene validez para la Red de Estudio Normalizada IEEE de 34 nodos con niveles de inyección de potencia y demanda superiores a los de una red de distribución de baja tensión que alimenta a usuarios residenciales.

El trabajo descrito en [16], realizado por investigadores de la Universidad de la Ciudad de Londres, propone analizar la influencia de la ubicación y el dimensionamiento de diferentes tipos de unidades de GD en las redes de distribución con respecto a las pérdidas del sistema eléctrico y el perfil de tensión.

Se instalan tres tipos diferentes de generadores: aerogeneradores, fotovoltaicos y diésel en una red de distribución radial que consta de 29 barras, 27 líneas y 21 cargas. El análisis se realiza utilizando el software de simulación NEPLAN y el método extendido de Newton-Raphson para el cálculo del flujo de potencia. Los resultados obtenidos muestran que los diferentes tipos de fuentes de generación influyen de manera diferente en la red de distribución y que su ubicación y tamaño precisos son vitales para reducir las pérdidas de energía y mejorar la estabilidad del voltaje.

Los autores de la publicación [17] evalúan los impactos de la generación distribuida en el comportamiento de una red de distribución de media tensión ubicada en una región de la Amazonía (Brasil) ante la inserción de fuentes de generación fotovoltaica con una potencia de 180kWp en uno de sus tramos de línea. A través de las simulaciones realizadas con software de código abierto OpenDSS pudieron observar los cambios en las pérdidas de la red y el flujo de energía, manifestando una reducción del 8,9% en el flujo de potencia del alimentador local e inversión de flujo en el tramo de conexión de la planta fotovoltaica, además de una reducción de pérdidas del orden del 8,7% en las líneas cercanas a la generación fotovoltaica. Los autores aclaran que los valores presentados se refieren únicamente al tramo de línea entre generador fotovoltaico y punto de conexión a la red y suponen que deben existir reducciones de pérdidas de menor magnitud en las líneas que conectan el alimentador con ramales laterales de conexión los que no fueron calculados.

En el ámbito nacional, se han realizado investigaciones entre las cuales se puede mencionar el trabajo desarrollado en [18], en el que se analiza el efecto que produce sobre la red eléctrica la colocación de un generador fotovoltaico en el extremo de una línea de distribución rural que alimenta a una escuela en la localidad de Coronel Isleño, Pcia. de Buenos Aires, Argentina.

Tratándose de una instalación real, se estudia el comportamiento del generador fotovoltaico y se analiza el impacto que produce el mismo sobre diversas variables eléctricas de la red.

Se compara la performance real del panel en su producción de energía y potencia con modelos de simulación meteorológica, que exigen conocer valores de irradiación y temperatura ambiente del lugar. Otra comparación se realiza con modelos de mapas solares, en base a valores medios mensuales de la irradiación diaria sobre el plano del generador, los cuales son obtenidos de las Cartas de Irradiación Solar.

Para analizar el impacto que produce el generador fotovoltaico sobre la red eléctrica se modelan los distintos componentes en el entorno de un programa

computacional de simulación de redes eléctricas: generador, líneas, cargas, escuela, viviendas, clientes rurales, planta de silos. A partir de la red y sus elementos modelados se simulan escenarios en los que se plantean diversas condiciones de generación aportadas por el panel fotovoltaico, niveles de carga y transformadores de alimentación. Para cada contexto se examinan diferentes variables eléctricas como: potencia y energía que fluye por los transformadores de alimentación, pérdidas técnicas, factor de potencia y tensiones en los nodos. Los resultados mostraron que los modelos que simulan el comportamiento del generador fotovoltaico son una buena aproximación, ya que los valores de potencia y energía previstos coinciden con los reales dentro de un desvío aceptable.

Mediante los procesos de simulación, los autores pudieron verificar que el impacto de la inyección de potencia y energía en la red por parte del panel fotovoltaico resulta beneficioso, disminuyendo la potencia demandada al sistema de distribución, disminución de las pérdidas y mejora en las tensiones de los nodos. Estos beneficios aumentan a medida que el aporte de generación es mayor hasta que la demanda es autoabastecida.

Este trabajo es pertinente con el presente proyecto ya que aborda la misma problemática, pero se acota al estudio de los efectos provocados sobre la red por parte de un solo panel fotovoltaico colocado en el extremo de una línea eléctrica y no sobre una red con múltiples aportes de generación y derivaciones. Por otro lado, aporta elementos para modelar los componentes de la red.

En el artículo [19] se presenta un estudio del impacto de las fuentes de generación FV en el comportamiento en régimen estacionario de la red de distribución y en particular sobre los perfiles de tensión. Las simulaciones se realizaron sobre una red de distribución perteneciente al Barrio Marayes de la localidad de Caucete ubicado en la provincia de San Juan. Los autores analizan el comportamiento que presenta un alimentador radial trifásico de distribución como resultado de una corrida de flujo, utilizando un software de simulación para los casos sin y con generación fotovoltaica considerando distintos valores de potencia instalada. De esa manera logran apreciar el comportamiento de los perfiles de tensión en cada nodo de una de las fases del alimentado, teniendo en cuenta el efecto del agregado de GD FV en diversos puntos.

Las fuentes de generación FV fueron modeladas como elementos monofásicos que inyectan potencia activa negativa a la red, de tal forma que la potencia a inyectar en cada uno de los puntos de conexión que posee una fuente de generación FV, resulta como la diferencia entre la potencia generada por la fuente de energía FV y la potencia demandada por el usuario.

Los resultados presentados muestran el impacto producido en el mejoramiento de los niveles de tensión que presenta el distribuidor analizado con la incorporación de la generación FV, teniendo en cuenta los distintos escenarios posibles de integración del sistema FV.

Como se ha querido poner en evidencia en el análisis de los anteriores trabajos, la evaluación de las implicancias técnicas que provoca la GD sobre las redes de distribución está íntimamente ligada a las restricciones impuesta por la normativa aplicable al lugar de desarrollo y las particularidades físicas y topológicas de la red de alimentación, sin dejar de involucrar las características del sistema de generación y demanda. Es por ello que todos estos elementos deben tenerse en cuenta a la hora de evaluar las expectativas con las cuales una normativa espera cumplir en una determinada red de distribución.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

En el Apartado 3 se exponen las estrategias, procedimientos, herramientas y materiales utilizados en el desarrollo del presente trabajo. Se comienza con un Resumen Metodológico para luego referenciar la normativa que sirve de marco en la ejecución de ésta tesis y se señalan los esquemas de tarifación comercial de la energía eléctrica aplicables a usuarios-generadores, así como las pautas técnicas necesarias para su conexión a la red eléctrica. A continuación, se explica la metodología de selección del área geográfica y red de distribución a estudiar junto con sus usuarios residenciales. Se detalla la herramienta de simulación computacional utilizada y cómo fueron modelados en él los distintos componentes de la red eléctrica y los usuarios. Se explica cómo se representó la demanda de potencia eléctrica de cada demanda y cómo se calculó la potencia eléctrica de origen fotovoltaico que cada usuario es capaz de generar y aportar a la red. Se definen los escenarios que implican distintos grados de inserción de generación fotovoltaica y se brindan detalles de cómo el software de simulación opera con los datos almacenados para obtener los resultados de cálculo deseados. Por otro lado, se aclaran conceptos sobre la Huella de Carbono y la metodología de cálculo para hallar la cantidad de tCO_{2eq} involucrados en el sistema en estudio que nos permite evaluar el impacto ambiental producido por la tecnología utilizada.

3.1 Resumen Metodológico

Sobre los objetivos planteados para este proyecto se resumen las estrategias metodológicas llevadas a cabo para su concreción.

Etapas 1. Estado actual de la red de distribución.

A los efectos de conocer y establecer como base de comparación el estado de carga y parámetros eléctricos de funcionamiento de la red de distribución actual de un sector residencial, con la ayuda de planos catastrales y topográficos de la red, se seleccionó un fragmento de la red de distribución de media y baja tensión de la Ciudad de Mar del Plata.

Como fuente de información se contó con las bases de datos técnicos, de usuarios y planos topológicos de las redes de media y baja tensión suministrados por la empresa distribuidora de energía local, además de los datos de carga de alimentadores en 13,2kV registrados cada media hora.

Cabe aclarar que la empresa distribuidora, que posee la concesión del suministro de energía eléctrica en el área del partido de Gral. Pueyrredón, cuenta con una base de datos en la que se encuentran almacenados parámetros técnicos y topológicos de la red de distribución. Tales características fueron facilitadas con el objetivo de contribuir con valores reales al presente proyecto, siendo el uso de éstos con fines estrictamente académico.

De los datos técnicos se extrajeron los parámetros físicos y eléctricos de cada componente de la red: características constructivas, impedancias de los conductores de media, baja tensión y acometidas; parámetros eléctricos de transformadores MT/BT. De los datos referidos a usuarios se tomaron: potencia contratada; fase de acometida; energía facturada por período. Los planos topológicos georreferenciados de la red brindaron información acerca del recorrido de los conductores y sus longitudes; ubicación de los transformadores MT/BT y de cada uno de los usuarios.

Etapas 2. Capacidad de generación fotovoltaica.

A los efectos de analizar el impacto de la generación distribuida fotovoltaica sobre la red de distribución, se torna imprescindible conocer la magnitud de la potencia y energía capaz de ser generada por cada usuario con la instalación de paneles fotovoltaicos. Esta capacidad de generación depende de las características prestacionales de los paneles, estacionalidad, condiciones de irradiación solar y características territoriales y arquitectónicas de los domicilios.

Los factores que determinan la capacidad de generación fotovoltaica en un domicilio, pueden ser agrupados en dos componentes principales: a) las características propias del panel junto con la irradiación solar que impacta sobre

él; b) la disponibilidad de superficie, inclinación y orientación para la colocación de los paneles.

La estrategia de recolección de datos para el ítem a) consistió en la búsqueda de información técnica de paneles solares (potencia pico [Wp], eficiencia de la placa solar [%], tensión y corriente a potencia máxima, tensión y corriente a circuito abierto, entre otros). De registros pertenecientes a organismos oficiales reconocidos fueron extraídos datos estadísticos de irradiación solar [kWh/m²] en la zona geográfica bajo estudio a lo largo de un día y para cada mes del año.

Para recabar datos referentes al ítem b), se recurrió a imágenes satelitales provistos por Google Earth y sus herramientas disponibles.

Etapas 3. Simulación de escenarios de funcionamiento de la red.

Concluidas las etapas de trabajo anteriores, la siguiente consistió en el planteamiento y simulación de diferentes escenarios de funcionamiento de la red con la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica. Ello con el propósito de poder evaluar cambios en su comportamiento, en referencia a su estado original.

En esta etapa se utilizó como fuente de datos la red modelada en la primera fase, a la que se le agregaron los componentes de generación fotovoltaica.

Los distintos escenarios de análisis se definieron en función de los parámetros que imponen las condiciones de contorno físico-legal:

- Capacidad de generación de potencia y energía de los paneles fotovoltaicos utilizados.
- Potencia y energía excedente con capacidad de ser volcada a la red
- Límites de inyección de potencia impuesta por la normativa vigente, condiciones de la distribuidora y técnicas del arte.

Para la simulación de los estados de funcionamiento con distintos grados de inserción de generación FV se utilizó en programa de computación DIGSILENT Power Factory. Para cada uno de ellos se determinaron los valores de los principales parámetros descriptivos de funcionamiento de la red:

- Valor y sentido de los flujos de corriente en cada tramo conductor
- Potencia y energía diaria demandada por los usuarios
- Energía demandada por usuarios por período estacional y anual
- Potencia y energía diaria generada por los paneles FV
- Potencia y energía inyectada a la red por usuarios por período estacional y anual
- Pérdidas de potencia y energía por efecto Joule en cada tramo conductor y transformador.

-
- Cantidad equivalente de gases de efecto invernadero involucrados en la etapa de distribución.
 - Nivel de tensión en cada nodo de la red de media y baja tensión.

Etapas 4. Cálculo de resultados y análisis

En la última etapa se realizaron los cálculos necesarios para analizar el comportamiento de las variables seleccionadas ante el cambio de los diferentes escenarios de simulación, para poder dilucidar en qué medida la inserción de la generación distribuida afecta al desempeño del sistema de distribución y si se cumplen los objetivos de mejora y eficiencia de la red eléctrica planteados en la Ley 27.424/17.

3.2 Marco Normativo

Desde septiembre del 2015 se encuentra vigente la Ley N°27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” [4], la cual fomenta la incorporación de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables únicamente por parte de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), grandes consumidores e industrias, en forma centralizada. Sin embargo, para poder utilizar el gran potencial energético en todo el territorio nacional, además del desarrollo de parques solares y eólicos a gran escala, es necesario fomentar la incorporación de generación distribuida integrada a la red distribución de energía eléctrica. Con el fin de regular la GD es que, en diciembre de 2017, en la República Argentina se promulgó la Ley N°27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública” [5].

En el Artículo 3° de esta última Ley se establece la definición de conceptos pertinentes. A continuación, se transcriben las definiciones más relevantes para este trabajo.

“Generación distribuida: a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, por usuarios del servicio público de distribución que estén conectados a la red del prestador del servicio y reúnan los requisitos técnicos que establezca la regulación para inyectar a dicha red pública los excedentes del autoconsumo.”

“Usuario-generador: al usuario del servicio público de distribución que disponga de equipamiento de generación de energía de fuentes renovables en los términos del inciso h) precedente y que reúna los requisitos técnicos para inyectar a dicha red los excedentes del autoconsumo en los términos que establece la presente ley y su reglamentación. No están comprendidos los grandes usuarios o autogeneradores del mercado eléctrico mayorista.”

“Energía demandada: a la energía eléctrica efectivamente tomada desde la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador.”

“Energía inyectada: a la energía eléctrica efectivamente entregada a la red de distribución en el punto de suministro del domicilio del usuario-generador.”

Además, es importante destacar lo mencionado en los artículos 4° y 5° referente a derechos adquiridos por los usuarios conectados a la red de distribución y los usuarios-generadores. Asimismo, se establece un límite para la potencia del sistema fotovoltaico a instalar.

*“ARTÍCULO 4°.- Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables **hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda,** siempre que ésta se encuentre en el marco del Artículo 6° de la presente ley y cuente con la autorización requerida.*

El usuario de la red de distribución que requiera instalar una potencia mayor a la que tenga contratada para su demanda deberá solicitar una autorización especial ante el distribuidor, conforme lo defina la reglamentación de la presente.

ARTÍCULO 5°.- Todo usuario-generador tiene derecho a generar para autoconsumo energía eléctrica a partir de fuentes renovables y a inyectar sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución reuniendo los requisitos técnicos que establezca la reglamentación”.

La reglamentación de la Ley 24.424, a través de Decreto 986/2018 y Resolución 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía, dan pautas sobre los requisitos necesarios para la conexión de un usuario-generador a la red eléctrica pública clasificándolos, en principio, por la Potencia de Acople⁶ a la red que solicite como Reserva de Potencia.

“CAPÍTULO 2. EL USUARIO-GENERADOR

A los fines del presente Régimen, los Usuarios-Generadores serán categorizados de la siguiente manera:

(a) Usuarios-Generadores pequeños (UGpe): Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja tensión cuya potencia no supere los TRES KILOVATIOS (3 kW).

⁶ Del Anexo de la Res. 314/18: Potencia de Acople a la Red se refiere a la suma de las potencias nominales de los Equipos de Acople a la Red de cada usuario. Siendo el Equipo de Acople a la Red el inversor electrónico u otro componente que conecta el Generador de Fuente Renovable a la instalación del usuario para su funcionamiento en paralelo con la red de distribución pública.

(b) Usuarios-Generadores medianos (UGme): Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRES KILOVATIOS (3 kW) y hasta TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW).

(c) Usuarios-Generadores mayores (UGma): Usuarios-Generadores que instalen un Equipo de Generación Distribuida con conexión a la red de distribución en baja o media tensión de una potencia mayor a TRESCIENTOS KILOVATIOS (300 kW) y hasta DOS MEGAVATIOS (2 MW).”

También la reglamentación se refiere a la relación entre la potencia solicitada por el usuario-generador y la capacidad de la red para soportar los requerimientos. Por ejemplo, para los usuarios del tipo UGpe:

“3.2.1 Criterios para la Reserva de Potencia de Tecnología Solar Fotovoltaica

Los requisitos para la Reserva de Potencia regirán en función de la Potencia de Acople a la Red que un usuario solicite conectar, según se define en las secciones 3.2.1.1, 3.2.1.2 y 3.2.1.3 del presente Anexo. A su vez, se establece que la capacidad de un alimentador está definida como la potencia nominal de diseño en dicho punto.”

...

“3.2.1.1 Potencia de Acople a la Red menor o igual a TRES KILOVATIOS (3 kW) – UGpe

El Distribuidor reservará automáticamente la Potencia de Acople a la Red solicitada cuando la misma no supere los TRES KILOVATIOS (3 kW) y, a su vez, la suma de las potencias de los Equipos de Generación Distribuida conectados o con Reserva de Potencia sea menor al VEINTE POR CIENTO (20%) de la capacidad del alimentador correspondiente.

Superado el VEINTE POR CIENTO (20%) de la capacidad del alimentador, el Distribuidor aprobará la solicitud, excepto en los casos en que se verifique el incumplimiento de lo indicado en la sección 3.2.3. (referida a la Viabilidad de Conexión).”

La misma reglamentación prevé la realización de estudios técnicos a los efectos de verificar la factibilidad de conexión de los usuarios-generadores:

“3.2.3 Estudios de Viabilidad de Conexión

Los estudios de viabilidad de conexión a cargo del Distribuidor deben considerar la modelación explícita de los alimentadores y principales componentes afectados por los Equipos de Generación Distribuida, según corresponda.

Dichos estudios deberán contemplar dos escenarios de operación de la red y de los Equipos de Generación Distribuida tal como se describe a

continuación. Ambos escenarios se plantean con el objetivo de verificar que los Equipos de Generación Distribuida no comprometan el adecuado funcionamiento de la red permitiendo, a su vez, identificar las causas de cualquier potencial desvío.”

Más aspectos normativos serán tratados correspondientemente en Secciones posteriores.

La provincia de Buenos Aires, ámbito de desarrollo del presente trabajo, cuenta con instrumentos que propician la incorporación de generación renovable a la red eléctrica. Uno de ellos es el PROINGED (Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida) [20] sustentado por la Ley provincial N° 14.838, que en su Artículo 1° establece [21]:

“La Provincia de Buenos Aires adhiere a la Ley Nacional N° 26.190 y modificatoria Ley N° 27.191 "RÉGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA DESTINADA A LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.”

En su Artículo 2°, la misma Ley establece que:

“Serán beneficiarios de la presente Ley las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de las inversiones y/o concesionarios de proyectos de instalación de centrales de generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de fuentes renovables de energía con radicación en el territorio provincial, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista y/o la prestación de servicios públicos”.

Es claro que la normativa está orientada a la incorporación de instalaciones de generación renovable conectados a las redes de media tensión ya que estos parques se caracterizan por tratarse de instalaciones fotovoltaicas de mediana escala (de entre 200 y 500 kW de potencia), dimensionados para cubrir demandas puntuales en puntos críticos de las redes de distribución en los que se presentan dificultades de abastecimiento en horas pico de consumo.

Es decir que en esta Ley no está contemplada la incorporación de generación renovable provista por usuarios de baja tensión.

Sin embargo, con fecha del 22/04/2022 el Senado bonaerense sancionó la Ley N° 15.325 [22] que adhiere en forma parcial a la Ley Nacional 27.424. Esta adhesión está orientada a los beneficios promocionales, impositivos, fiscales y de financiamiento establecidos en la Ley nacional. De esta manera los usuarios-

generadores estarán exentos por el término de doce años del pago de los siguientes impuestos:

- Impuesto a los Ingresos Brutos a los UG por la inyección de los excedentes de energía renovable a la red de distribución.
- Impuesto de Sellos a los contratos que suscriban los usuarios con los distribuidores en el marco del desarrollo de las actividades de generación distribuida renovable.

La iniciativa también prevé que el Poder Ejecutivo promueva, a través del Banco de la Provincia de Buenos Aires, líneas de créditos especiales para financiar el desarrollo o adquisición de la tecnología nacional necesaria, y que el Ejecutivo proceda a su reglamentación.

Al respecto, la Dirección de Energía de la Provincia de Buenos Aires está exponiendo ante discusión de profesionales, empresas distribuidoras e interesados, un documento borrador sobre la normativa técnica regulatoria complementaria de la GD en su territorio.

3.3 Esquemas de tarifación

Si bien no es el objetivo de este trabajo realizar un análisis económico sobre las condiciones tarifarias (aún no definidas en el ámbito de la Pcia. de Buenos Aires) y amortización de la instalación fotovoltaica, es de interés conocer conceptualmente cuáles son los sistemas de comercialización de energía aplicados en distintas partes del mundo cuando el usuario incorpora generación fotovoltaica y realiza un intercambio de energía eléctrica con la red de distribución pública.

Aunque cada uno de ellos tienen variantes múltiples según el país de aplicación, se mencionan de los tres esquemas básicos de tarifación más utilizados [23].

Sistema de Medición Neta (Net Metering)

En este esquema, basado en la medición neta de energía (kWh), la energía inyectada a la red por el usuario-generador se compara con la energía consumida. Al resultado de ese balance se lo multiplica por el precio de la energía para determinar la tarifa a pagar por el usuario-generador.

La Medición Neta garantiza la posibilidad de compensar los costos de la factura de electricidad con un monto de la autoproducción, remunerada según las tarifas vigentes de la distribuidora.

Sistema de Facturación Neta (Net Billing)

En este caso, toda la energía generada por el usuario-generador es valorada al precio real reportado en el mercado eléctrico para el período en que fue producida. Posteriormente, el valor económico generado por la energía inyectada a la red durante un período de facturación es liquidado al consumidor o descontado directamente de su factura eléctrica para ese mismo período.

Tarifa de incentivo (Feed in-tariff)

En este esquema, el precio de la energía generada es diferente al de la energía consumida, siendo el monto percibido por la energía generada superior al de la energía consumida.

La diferencia esencial radica en que la retribución percibida por el usuario-generador le garantizaría un retorno de la inversión en un plazo más corto de acuerdo al monto asignado a la energía generada.

3.3.1. Encuadre tarifario Ley N°27.424

Respecto a la legislación nacional, el Artículo 12° de la Ley N°27.424 establece que el encargado de administrar la remuneración al usuario-generador debido a la inyección de energía proveniente de fuentes renovables será la empresa distribuidora, mediante el modelo de *Balance Neto de Facturación* con indicaciones específicas para su implementación.

*“ARTÍCULO 12.- Cada distribuidor efectuará el cálculo de compensación y administrará la remuneración por la energía inyectada a la red producto de la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables bajo el modelo de **balance neto de facturación** en base a los siguientes lineamientos:*

- a) El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora que entregue a la red de distribución. El precio de la tarifa de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme el artículo 36 de la ley 24.065, y sus reglamentaciones;*
- b) El valor de la tarifa de inyección de cada usuario-generador regirá a partir del momento de la instalación y conexión por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente;*
- c) El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el*

usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador.”

...

Específicamente, el Artículo 4 de la Resolución 314/2018 [7] brinda detalles del esquema de facturación:

CAPÍTULO 4. ESQUEMA DE FACTURACIÓN Y CRÉDITOS

4.1. FACTURACIÓN

La facturación bajo las pautas establecidas en el Régimen estará a cargo del Distribuidor. Cada Usuario-Generador contará con un único Medidor Bidireccional.

Al finalizar cada período de facturación, el Usuario-Generador recibirá una factura con el detalle del volumen de la energía demandada, así como el de la energía inyectada, expresados en KILOVATIOSHORA (kWh), y los precios correspondientes a cada uno por unidad, expresados en PESOS POR KILOVATIO-HORA (\$/kWh). Una vez desglosados los valores monetarios de demanda e inyección se indicará el balance que habrá de ser liquidado. La totalidad de la energía eléctrica que el Usuario-Generador inyecte en la red del Distribuidor será medida, registrada y liquidada por el Distribuidor, y deberá verse reflejada en la factura del mismo período y de forma independiente a la energía demandada por el Usuario-Generador. Según lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 27.424, el Distribuidor no podrá añadir ningún tipo de cargo adicional sobre la inyección de energía eléctrica por parte del Usuario-Generador en su red.

A los fines de acreditar el cumplimiento de los requisitos y demás autorizaciones requeridos en el artículo 12 bis de la Ley N° 27.424 bastará la obtención por parte del beneficiario de su correspondiente Certificado de Usuario-Generador.

El Distribuidor deberá hacer públicos los precios de reconocimiento de la inyección producto de la generación de energía eléctrica de fuente renovable, en sus correspondientes cuadros tarifarios, bajo la fiscalización del Ente Regulador Jurisdiccional. Los créditos o saldo monetario a favor del Usuario-Generador que se pudieran acumular deberán ser informados en la factura conforme se establece en la sección 4.3.

La misma Resolución, en su Artículo 3.6, indica explícitamente el tipo de medidor de energía a utilizar por el usuario-generador:

3.6 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

El Medidor Bidireccional de cada Usuario-Generador consistirá en un único instrumento de medición conectado a un único Punto de Suministro y deberá permitir el registro, de forma independiente, de la energía demandada de la red y de la energía excedente inyectada a la red.

El Medidor Bidireccional deberá ser electrónico de corriente alterna, de clase UNO (1) o inferior para energía activa, medida en KILOVATIOS-HORA (kWh). En caso de corresponder, según el esquema tarifario establecido para cada tipo de usuario por el Ente Regulador Jurisdiccional, el Medidor Bidireccional deberá registrar energía y potencia en los cuatro cuadrantes, contar con la facultad de ser

configurado para diferentes tramos horarios o ser capaz de registrar demanda máxima en bloques programables, según corresponda.

Todo Medidor Bidireccional deberá cumplir con la normativa vigente emitida por la SECRETARÍA DE COMERCIO del MINISTERIO DE PRODUCCIÓN Y TRABAJO.

La forma de interconexión de todo el sistema de generación fotovoltaica está indicada en el Capítulo 3 del Anexo de la Disposición 97/2019 [24] de la Secretaría de Gobierno de Energía mediante la Fig. 3.3.1.

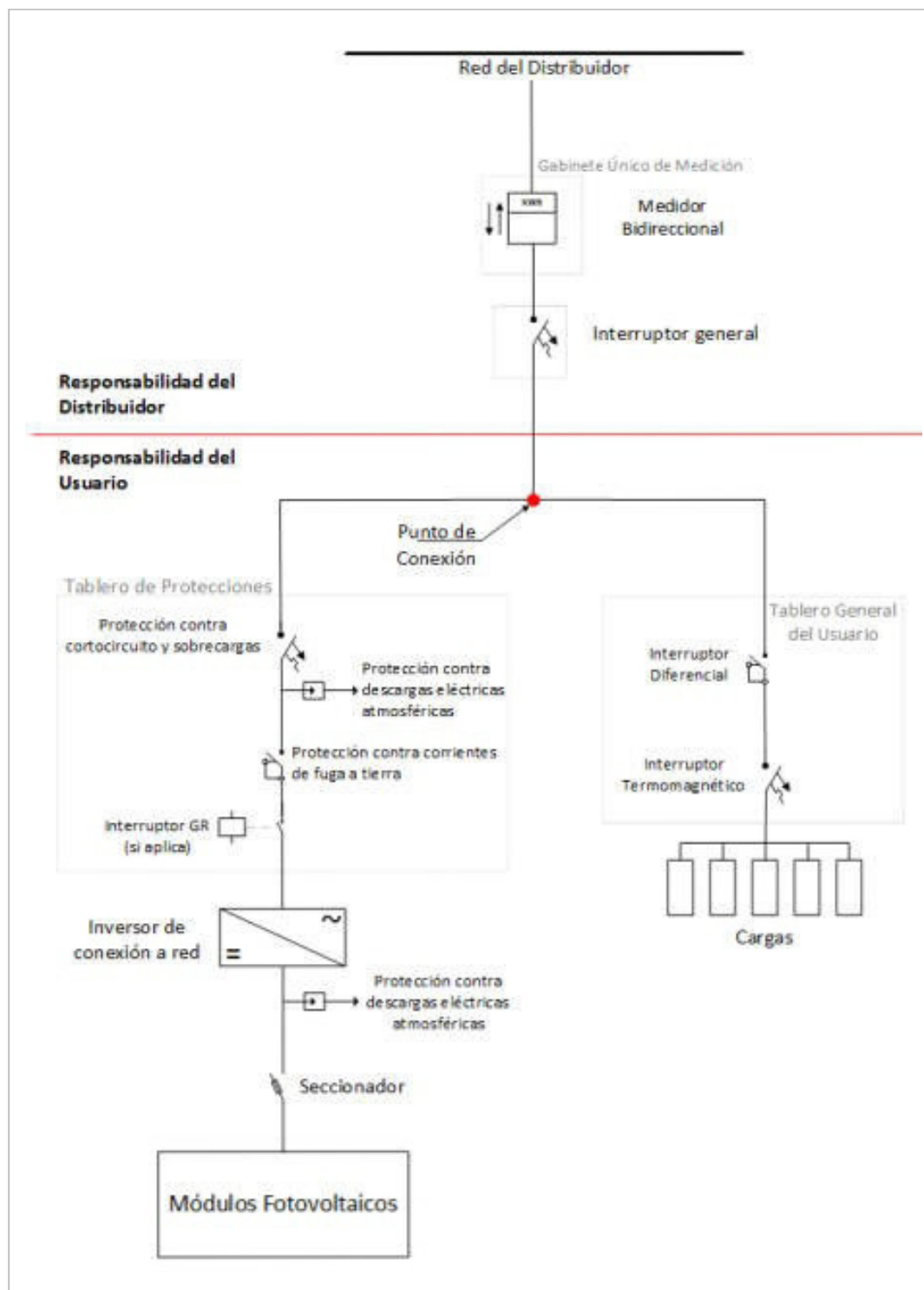


Fig. 3.3.1 Esquema de conexión de sistemas de generación Fotovoltaica. Fuente: [24].

La Ley N°27.424 dedica algunos artículos y un capítulo entero acerca de los beneficios e incentivos que tienen el objetivo de fomentar la generación distribuida. A continuación, se citan los artículos la Ley más relevantes.

“ARTÍCULO 21.- Para el cumplimiento de su objeto, el FODIS podrá implementar los instrumentos que se enumeran a continuación, con el fin de viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital previstos en la presente ley:

a) Proveer fondos y otorgar facilidades a través de préstamos. [...]

c) Otorgar incentivos a la inyección de energía generada a partir de fuentes renovables y/o bonificaciones para la adquisición de sistemas de generación distribuida a partir de energía renovable que se establezcan en la reglamentación.”

“ARTÍCULO 25.- La autoridad de aplicación establecerá los instrumentos, incentivos y beneficios a fin de promocionar la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, los que se implementarán a través del FODIS, correspondiendo a los usuarios-generadores que acrediten fehacientemente el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente ley y sus reglamentaciones.

La definición de dichos instrumentos, incentivos y beneficios se realizará teniendo en cuenta, entre otros, los criterios siguientes: el costo de la energía generada y/o inyectada, la potencia instalada, el valor de mercado de los equipamientos, diferenciación por tecnologías, diferencia horaria y/o condiciones regionales.”

3.4 Selección del Área Residencial

Mediante inspección de Planos Catastrales del Partido de Gral. Pueyrredón (Fig. 3.4.1), y con la asistencia de la plataforma web Google Earth, se seleccionaron las posibles zonas residenciales en la ciudad de Mar del Plata para desarrollar el presente trabajo. Las áreas del tipo residenciales, designadas en el plano catastral con la letra “R”, cumplen con el requisito de ser zonas con media-baja densidad poblacional y con viviendas cuyas características constructivas permiten la instalación de sistemas fotovoltaicos en la gran mayoría de las unidades habitacionales.



Fig. 3.4.1 Plano de ordenamiento territorial del partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: [11].

Paralelamente, analizando los planos brindados por la empresa distribuidora y dentro de las zonas residenciales consideradas aptas para el estudio, se seleccionó un distribuidor⁷ de MT que abastezca una cantidad reducida de usuarios comerciales o industriales. Se impuso como condición que al menos un 95% de usuarios alimentados en BT tengan característica de consumo de energía eléctrica del tipo residencial. Esto se verificó analizando la información tarifaria brindada también por la empresa distribuidora.

Teniendo en cuenta los criterios mencionados, se optó por realizar el trabajo en base al Distribuidor denominado “DF”, el cual parte del Centro de Distribución⁸ “CD Berutti”. Este último se encuentra ubicado en la esquina Este de la intersección de las calles Av. J. H. Jara y French y es alimentado por la Estación Transformadora “ET Jara 132/13,2kV”, ubicada en Av. Colón y Av. Jara. El tendido aéreo del Distribuidor DF se desarrolla principalmente sobre la calle Pasteur hacia el noreste de la ciudad y luego hacia el noroeste por la calle Estrada. Con el apoyo de herramientas gráficas de la aplicación Google Earth, el área abastecida por el distribuidor en cuestión se puede apreciar en la Fig. 3.4.2. En la misma se demarcó la ubicación de cada una de las 16 subestaciones⁹ (color rojo), líneas de media tensión (color azul) y de baja tensión (color amarillo). El área comprende parte de los barrios Parque Luro, Constitución, Zacagnini, Estrada y El Grosellar que, como se aprecia en la Fig. 3.4.2, se trata mayormente de zonas residenciales.

⁷ Línea eléctrica que parte de una Centro de Distribución y alimenta subestaciones a lo largo de su recorrido.

⁸ Edificación que alberga instalaciones de maniobra, medición, comunicaciones y control del sistema primario de la red de distribución para abastecer de energía una determinada área urbana. No posee transformadores.

⁹ Transformador de reducción del nivel de tensión primaria 13,2kV a tensión de utilización domiciliaria 0,4/0,22kV

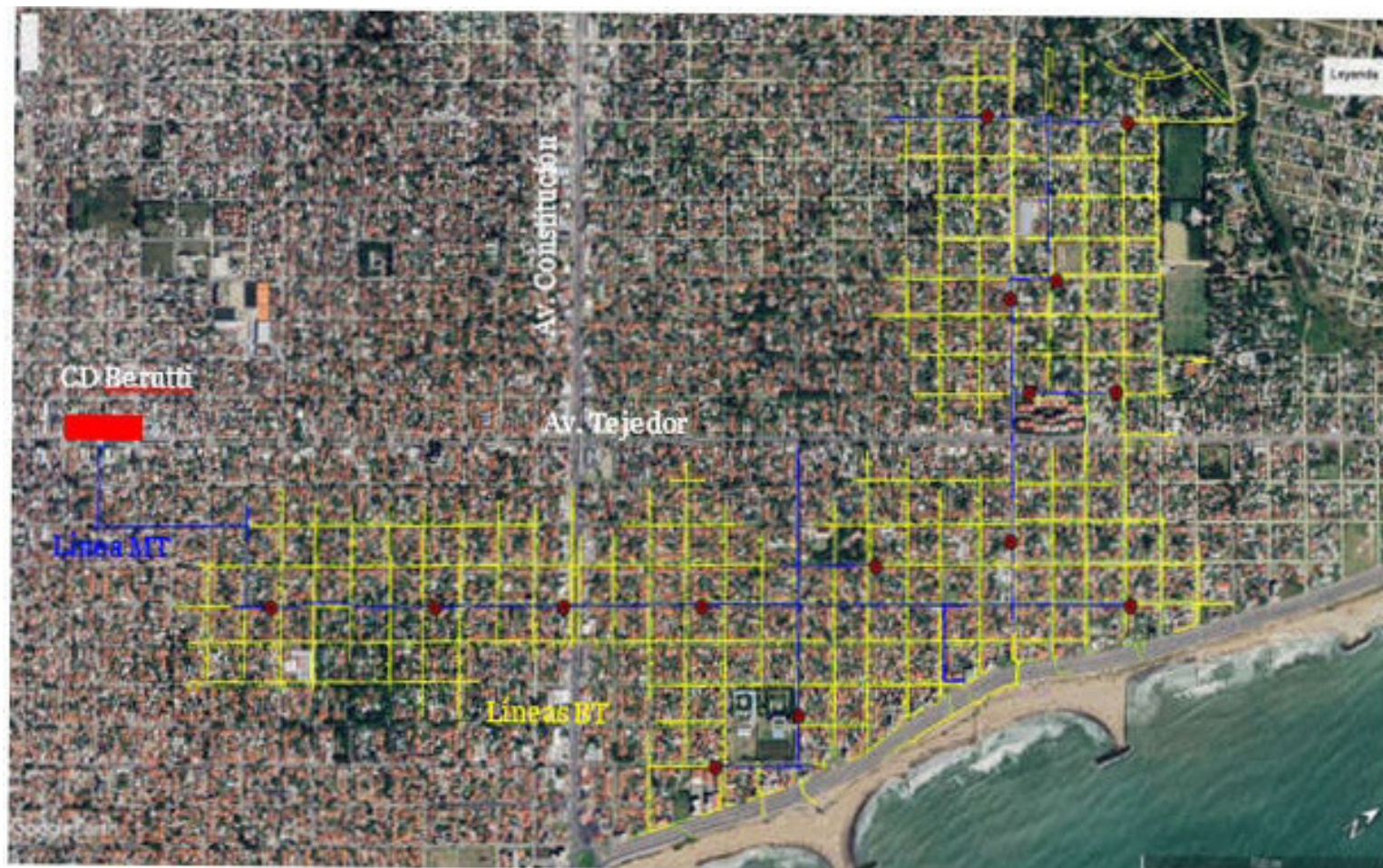


Fig. 3.4.2 Área residencial abastecida por el Distribuidor DF (amarillo). Fuente: Elaboración propia

3.5 Software de Simulación

Para la simulación del funcionamiento de la red eléctrica se utilizó el software DIGSILENT PowerFactory (DSPF)¹⁰. Este programa permite modelar en forma gráfica Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) con una amplia variedad de elementos (objetos gráficos) que se utilizan para representar cada componente del sistema. Estos elementos, a su vez, poseen asociados una gran variedad de parámetros que pueden ser configurados de forma tal de obtener una representación fiel de cada componente y del SEP en su conjunto [25].

La red modelada en este proyecto utilizó principalmente los siguientes elementos gráficos:

- Terminales (*Busbar/Internal Node*),
- Red externa (*External Grid*),
- Líneas (*Line*),
- Transformadores (*2-Winding Transformer*),
- Cargas (*General Load*),
- Paneles solares (*PV System*),
- Subestaciones (*Substations*).

La apariencia gráfica de los mismos se puede apreciar en la Fig. 3.5.1 en la que se muestra un esquema simplificado de un SEP. En el apartado 3.6 se ahondará en mayor detalle sobre los parámetros configurables internos de cada uno de estos elementos.

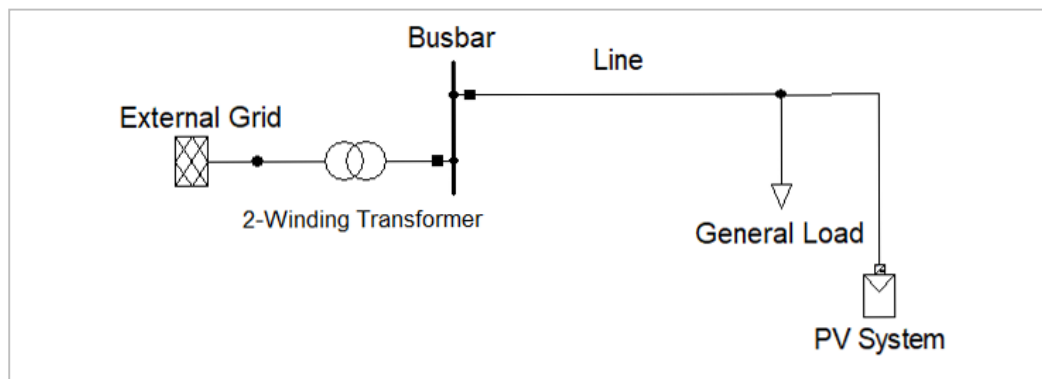


Fig. 3.5.1 Elementos gráficos utilizados para modelar la red en el software DIGSILENT. Fuente: elaboración propia

El programa también permite incorporar una imagen de fondo (*Background*). Esta función se utilizó para poder modelar la red sobre una imagen real del área residencial obtenida de Google Earth, permitiendo realizar una representación

¹⁰ <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>

topológica real de la red con el objeto de respetar las distancias, longitudes reales y determinar espacios para la colocación de paneles fotovoltaicos en domicilios.

El principal potencial del software de simulación se encuentra en la amplia variedad de herramientas de análisis de circuitos eléctricos que posee. Algunas de las simulaciones posibles de ejecutar son: Flujo de Carga, Cálculo de Cortocircuito, Simulación Cuasi-Dinámica, Harmónicos y Calidad de Energía, simulación de Transitorios Electromagnéticos, entre otras. Sin embargo, para el presente trabajo se utilizaron principalmente las herramientas que se detallan a continuación.

- *Flujo de Carga*

Esta función analiza el comportamiento de la red para un estado de carga y generación que se dan en un momento específico (fecha y hora) establecido para el cálculo. Es posible obtener datos y gráficos de variables tales como potencias [kW; kVAR; kVA], pérdidas técnicas [kW; kVAR], corrientes [A], tensiones [V; p.u.], perfiles de tensión [V vs. km], porcentaje de carga de las líneas y transformadores [%], etc. En la Fig. 3.5.2 se observa la ventana de comandos para configurar la ejecución del flujo de carga.

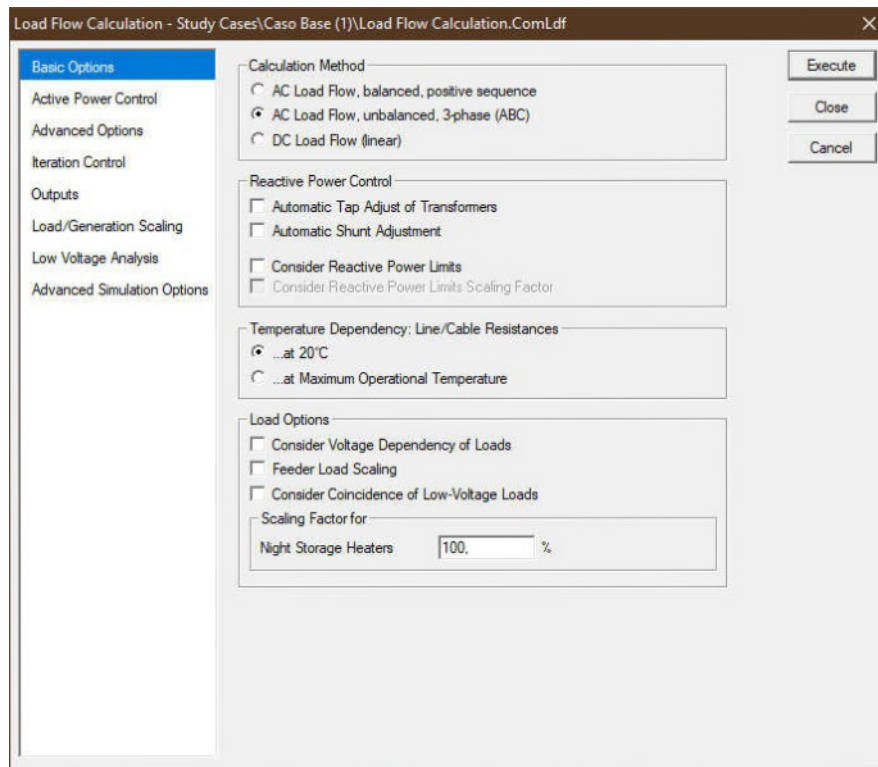


Fig. 3.5.2 Ventana de comandos para la ejecución de un flujo de carga. Fuente: Elaboración propia.

- Simulación Cuasi-Dinámica (Quasi-Dynamic Simulation)

Esta herramienta de cálculo analiza el comportamiento de la red durante un período de tiempo preestablecido, por ejemplo, durante todo un año calendario. Consiste en la ejecución de una sucesión de cálculos de flujos de carga a lo largo del intervalo seleccionado y con una periodicidad establecida (por ej. cada 30min). De esta manera es posible estudiar, graficar y analizar variables en a lo largo del tiempo, tales como potencias [kW; kVAr; kVA], pérdidas técnicas [kW; kVAr], tensión máxima y mínima [V; p.u.]; así como también obtener datos de energía [kWh; kVArh] (de pérdidas, consumida, generada) en el período de tiempo indicado. La Fig. 3.5.3 muestra la ventana para configurar las simulación cuasi-dinámica.

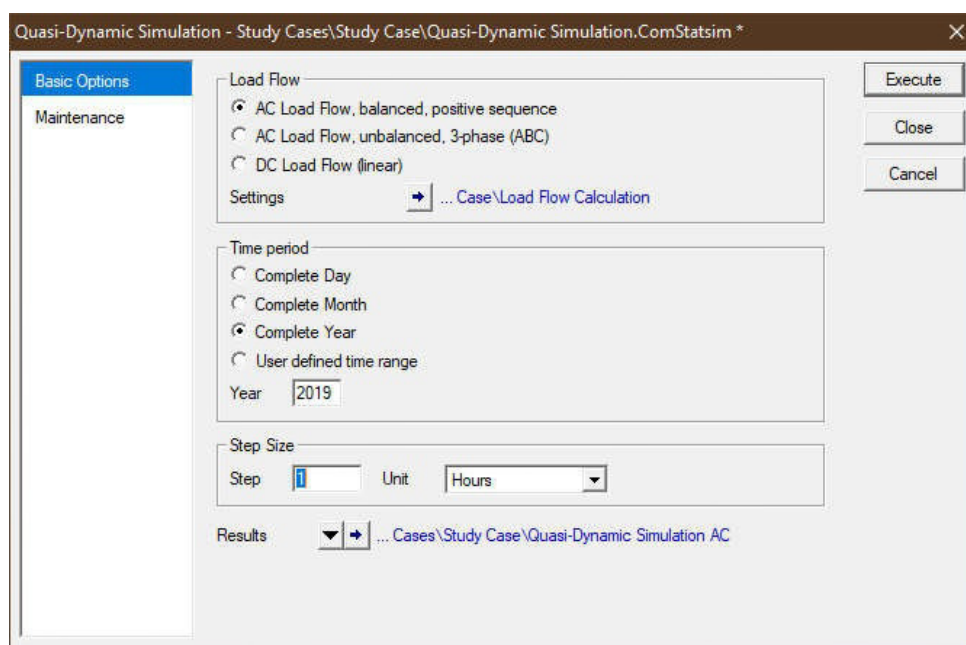


Fig. 3.5.3 Ventana de comandos para la ejecución de una simulación cuasi-dinámica. Fuente: Elaboración propia

- Scripts

Por último, una poderosa herramienta que ofrece el programa es la escritura¹¹ de *Scripts*. Son archivos de programación que, al ejecutarlos, son capaces de realizar una serie de comandos en muy poco tiempo de forma secuencial y automatizada. En la Fig. 3.5.4 se aprecia la ventana en la cual se escriben las líneas de comando de un script utilizado para el desarrollo del trabajo. En el Anexo I se presenta alguno de los scripts elaborados para este trabajo.

¹¹ El lenguaje de programación que se utiliza es el DPL (DIgSILENT Programming Language)



Fig. 3.5.4 Líneas de comando de un script. Fuente: elaboración propia

3.6 Modelado de la Red Eléctrica

3.6.1. Red de Media Tensión

Definida la zona residencial y el distribuidor a estudiar se procedió a modelar la red eléctrica en el software de simulación. El Centro de Distribución (CD) se representó con una barra de 13,2V posicionada en su ubicación geográfica. El distribuidor se digitalizó respetando su recorrido real con el objeto de incorporar datos de longitudes, lugares de ubicación de las subestaciones y acometidas exactas. Esto se logró colocando como fondo del diagrama una imagen satelital de la zona y dibujando los elementos gráficos correspondientes sobre dicha imagen. La barra de 13,2kV de Centro de Distribución es alimentada desde la estación transformadora ET Jara que posee dos transformadores de 132/13,2 kV y 44MVA de potencia cada uno. Para representar la conexión del distribuidor al sistema eléctrico, se definió una *Red Externa (External Grid)* con la potencia del transformador al cual está conectado el Distribuidor DF. En la Fig. 3.6.1 se aprecia el ingreso de datos en la casilla *Active Power*.

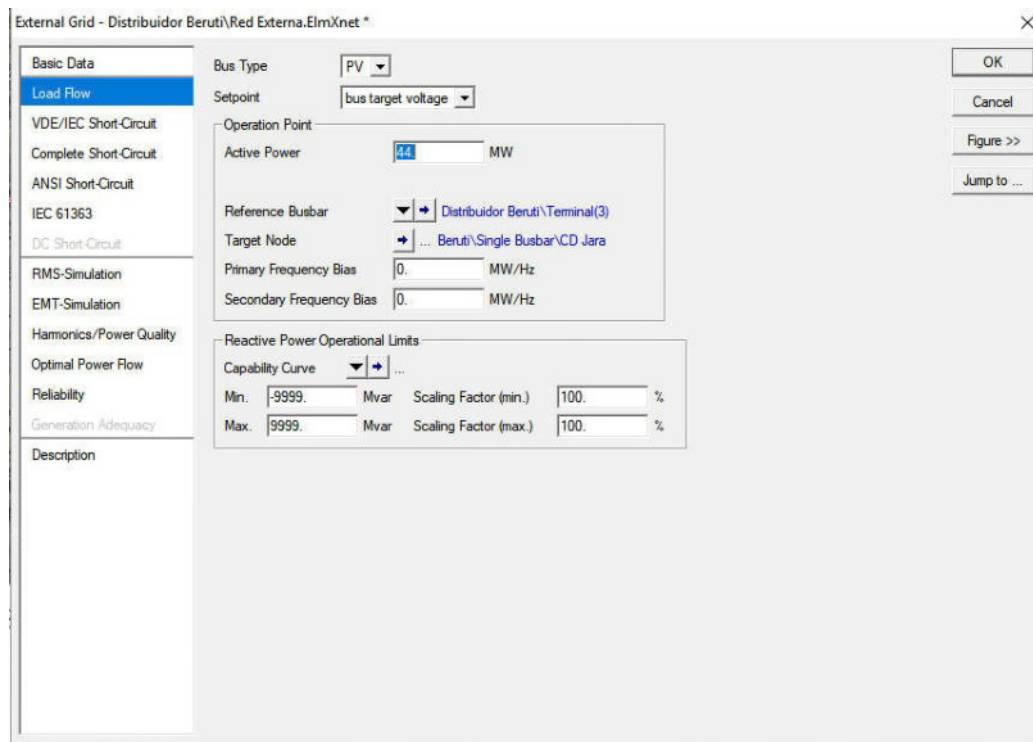


Fig. 3.6.1 Ventana de configuración del elemento gráfico External Grid. Fuente: Elaboración propia.

Igualmente, las 16 subestaciones fueron colocadas en la ubicación topológica correspondiente sobre el mapa y se conectaron con líneas (*Lines*) de MT. Para modelar estas líneas con datos reales se utilizó la información brindada por la empresa distribuidora: disposición geométrica del tendido, longitud y tipo de conductor. Las características del material de los conductores se obtuvieron de los catálogos de fabricantes.

En la ventana de configuración del elemento *Line* se indicó la longitud para cada tramo de línea (Fig. 3.6.2). En la misma ventana se pueden apreciar los valores resultantes de impedancia de secuencia directa y secuencia homopolar, entre otros. Estos valores son calculados automáticamente por el software una vez configurada la geometría del tendido y el tipo de conductor.

Para poder definir la geometría del tendido fue necesario configurar al elemento *Line* para que sea del tipo *Tower Type*, cuyo arreglo se detallará a continuación. Como se aprecia en la Fig. 3.6.3, el tendido de la red de MT del distribuidor tiene configuración coplanar¹² horizontal. En la mencionada figura se indica cómo se establecieron las coordenadas geométricas del tendido ubicado a 9m del suelo, y cuyo conductor central se encuentra a 1,12m del conductor a su derecha, y a 0,50m del conductor a su izquierda.

¹² Disposición en la cual los conductores del sistema trifásico se encuentran a la misma altura respecto del suelo.

Line - Distribuidor Beruti\LAMT(1).ElmLine

Basic Data

Name: LAMT(1)

Type: Equipment Type Library\LMT_MN110_3x50_Cu

Terminal i: Distribuidor Beruti\SE_73S00353\2\Cub_1 B(1)

Terminal j: Distribuidor Beruti\SE_73S00667\1\Cub_1 B(2)

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

☐ Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 0,47 km

Derating Factor: 1,

Resulting Values

Rated Current (act.)	0,225 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,2424383 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	43,79005 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,1750115 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,1677717 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,243165 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,7778493 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0,01332819 A
Earth Factor, Magnitude	0,8440258
Earth Factor, Angle	39,8357 deg

Type of Line: Tower Type

Line Model:

☒ Lumped Parameter (PI)

☐ Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Fig. 3.6.2 Ventana de configuración del elemento Line. Fuente: elaboración propia.

Tower Type - Equipment Type Library\LMT_MN110_3x50_Cu.TypTow

Basic Data

General Geometry

Geometry

Circuit 1

1,12 1,62 0,50

1,62 m

1,12 m 0,50 m

A B C

Fig. 3.6.3 Ventana de configuración del tipo de tendido Tower Type; pestaña Geometry. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en las Fig. 3.6.4 y Fig. 3.6.5 se observa cómo fue configurado el tipo de conductor de la línea. Para ello son necesarios los datos de corriente nominales extraídos del catálogo del fabricante del conductor, y parámetros, tales como resistencia por unidad de longitud [Ω/km], radio medio geométrico (GMR) [mm], temperatura máxima de operación [$^{\circ}\text{C}$], material del conductor. Para el caso particular del ejemplo mostrado, se trata de un conductor de cobre de $3 \times 50 \text{ mm}^2$, con corriente nominal de 252A.

Conductor Type - Equipment Type Library\PrysCu MT 50.TypeCon

Basic Data

Name: PrysCu MT 50

Nominal Voltage: 13.2 kV

Nominal Current: 0.225 kA

Number of Subconductors: 1

Conductor Model:

- ☒ Solid Conductor
- ☐ Tubular Conductor

(Sub-)Conductor:

DC-Resistance (20°C): 0.372 Ohm/km

GMR (Equivalent Radius): 3.3 mm

Outer Diameter: 9.1 mm

☒ Skin effect

OK Cancel

Fig. 3.6.4 Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.

Conductor Type - Equipment Type Library\PrysCu MT 50.TypeCon

Load Flow

(Sub-)Conductor:

Max. Operational Temperature: 80 degC

DC-Resistance (20°C): 0.372 Ohm/km

Conductor Material: Copper

OK Cancel

Fig. 3.6.5 Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.

La Fig. 3.6.6 muestra la representación gráfica del distribuidor de media tensión en el entorno del programa, mientras que en la Fig. 3.6.7 se ha colocado la imagen satelital de fondo.

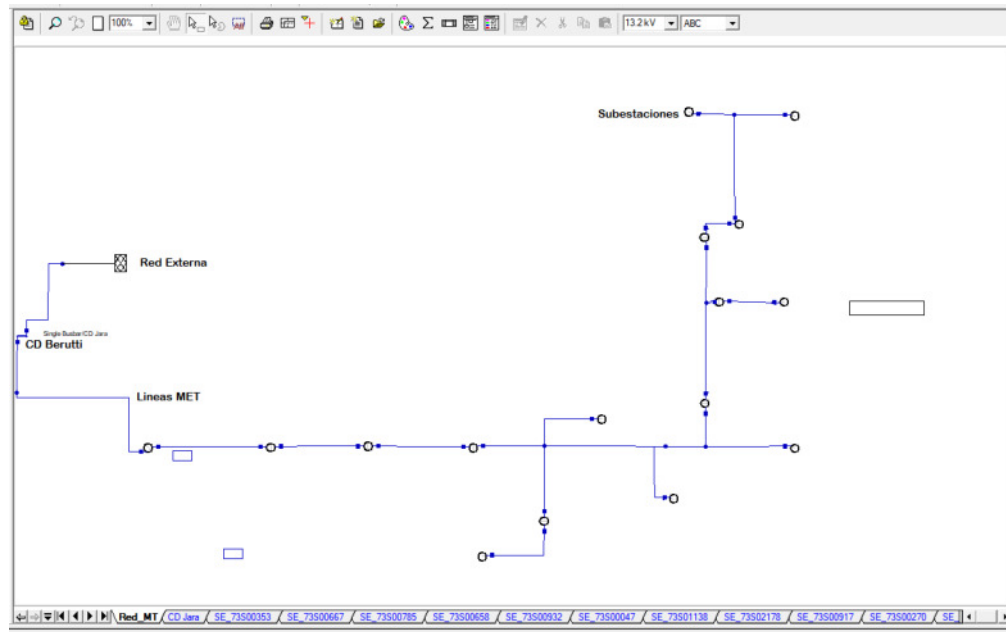


Fig. 3.6.6 Red de MT modelada en el entorno de DIGSILENT. Fuente: elaboración propia

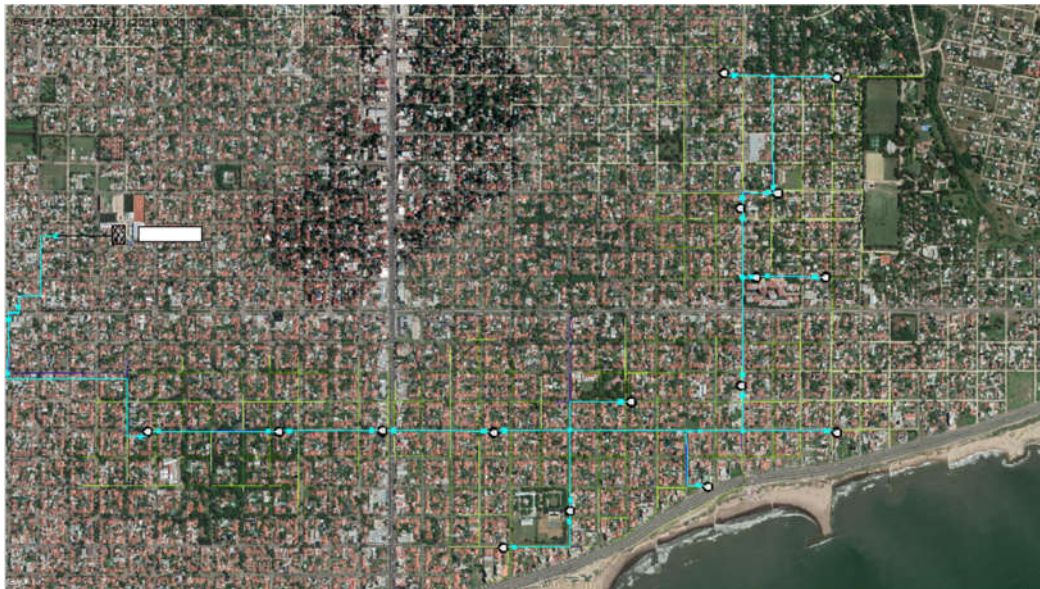


Fig. 3.6.7 Red de MT modelada en el entorno de DIGSILENT con imagen satelital de fondo. Fuente: elaboración propia.

Referencias: en turquesa: distribuidor de MT; puntos blancos: subestaciones

3.6.2. Subestaciones

Cada subestación (SE) está modelada como el diagrama que se aprecia en la Fig. 3.6.8. El mismo consiste en un terminal (barra de 13,2kV) al cual se conecta el tramo del distribuidor en MT que proviene de la SE anterior (TA), el tramo que continúa hacia la siguiente SE (Ts) y el transformador de distribución propio de la SE en cuestión. Puede observarse, además, que se incluyeron elementos de maniobra en cada una de las tres conexiones mencionadas anteriormente, indicadas con una letra “x”.

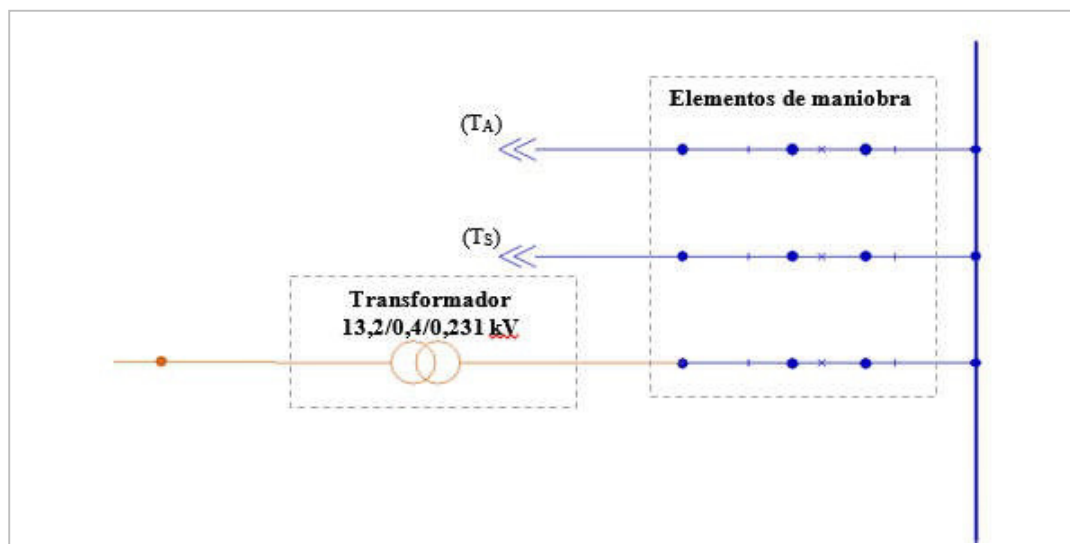


Fig. 3.6.8 Modelado de una subestación en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.

Los transformadores de todas las subestaciones reducen la tensión de línea de 13,2kV a 400/231V, tensión a la cual se realiza la distribución secundaria a los usuarios de BT. Para entender cómo se modeló en el programa el elemento gráfico Transformador (*2-Winding Transformer*), en la Fig. 3.6.9 se muestra la ventana en la que se configuraron las características, datos técnicos y parámetros eléctricos del tipo de transformador (*2-Winding Transformer Type*).

Cada transformador tiene una potencia nominal que depende de la carga que tenga que abastecer, en otras palabras, la potencia nominal de este elemento de la red depende de la demanda de potencia de cada usuario y de la cantidad de usuarios conectados a él. El ejemplo presentado en las figuras subsiguientes se trata de la subestación SE_73S00353 la cual cuenta con un transformador de distribución de 400kVA. La Tabla 3.6.1 es un resumen en donde se detalla la potencia (en MVA) que la empresa distribuidora definió para los transformadores perteneciente a cada una de las 16 subestaciones del Distribuidor DF.

El grupo de conexión de todos los transformadores es el denominado Dyn11. Esto es, los bobinados de MT están conectados en configuración triángulo, los bobinados de BT están conectados en configuración estrella con neutro, y el

desfasaje de las tensiones en el lado secundario (lado de BT) es de 330° eléctricos respecto a las tensiones respectivas en el lado primario (lado de MT). Por último, se configuraron los parámetros eléctricos que caracterizan el funcionamiento en carga y en vacío del transformador: tensión de cortocircuito u_k [%], pérdidas en el cobre [kW], corriente de magnetización [%] y pérdidas en vacío [kW] (Fig. 3.6.10). Dichos parámetros fueron extraídos de catálogos de fabricantes de transformadores.

Fig. 3.6.9 Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.

Tabla 3.6.1 Cuadro resumen: potencia nominal [MVA] de los transformadores de cada SE. Fuente: elaboración propia.

In Folder	Srat MVA
SE_73S00353	0.4
SE_73S00667	0.315
SE_73S00785	0.4
SE_73S00658	0.315
SE_73S01138	0.16
SE_73S00047	0.315
SE_73S00932	0.315
SE_73S00270	0.315
SE_73S00917	0.4
SE_73S01217	0.25
SE_73S02178	0.63
SE_73S00422	0.25
SE_73S01298	0.1
SE_73S01747	0.16
SE_73S02066	0.16
SE_73S00867	0.4

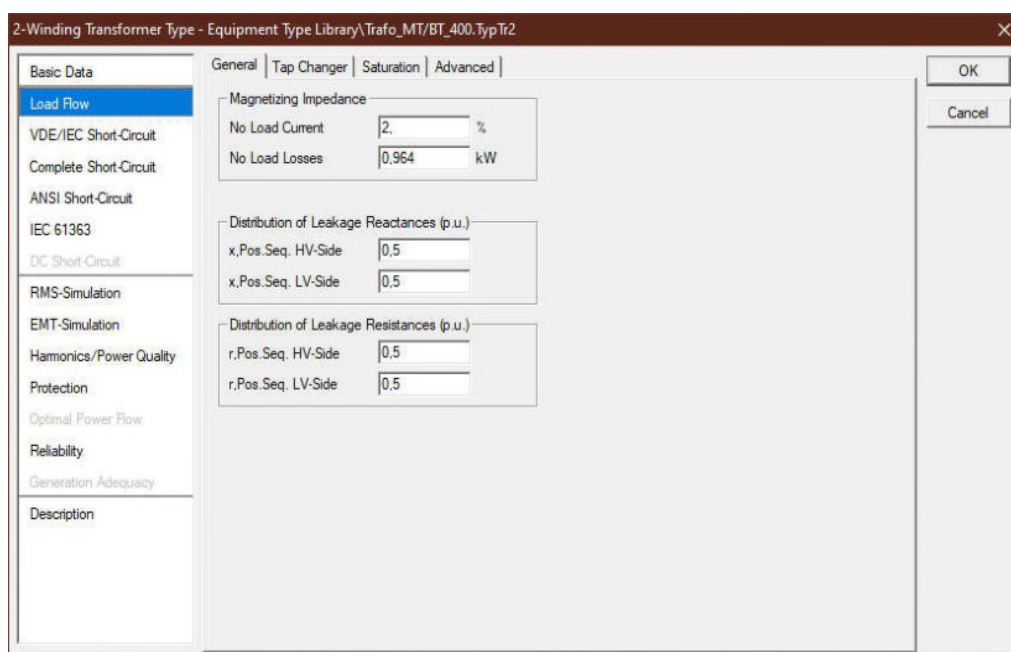


Fig. 3.6.10 Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.

3.6.3. Red de Baja Tensión

La red de Baja Tensión comprende la distribución secundaria desde los transformadores hasta la acometida de los usuarios. Dicha distribución se realiza mediante cables tipo preensamblados¹³ de aluminio. Por esta razón, no es necesario definir la geometría del tendido como lo fue para la red de MT, ya que los parámetros eléctricos están definidos por catálogo; por lo tanto, en este caso, los elementos gráficos líneas (*Line*) no se configuraron para que sean del tipo torre (*Tower Type*), sino del tipo línea (*Line Type*).

Al igual que como se hizo para las líneas de MT, a continuación, se muestra una serie de ventanas del programa en las que se realizaron las principales configuraciones de los parámetros, características y datos técnicos de las líneas de BT. En la pestaña *Basic Data* de la Fig. 3.6.11 se indicó la longitud del tramo de línea. Además, se aprecian los valores de parámetros eléctricos tales como impedancia de secuencia directa y homopolar, los cuales son calculados automáticamente por el software luego de configurar los datos del conductor. Esto último se logra mediante la ventana presentada en la Fig. 3.6.12, en donde se introdujeron datos de un conductor de aluminio preensamblado 3x35/50, tensión nominal 400V, corriente nominal 103A, tendido aéreo. Además, se

¹³ Los cables preensamblados son contruidos a partir de la reunión de 1 o 3 conductores de fase aislados entrelazados helicoidalmente alrededor del conductor neutro.

almacenaron los parámetros eléctricos por unidad de longitud [Ω/km] extraídos de catálogo.

Fig. 3.6.11 Ventana de configuración del elemento Línea de BT. Fuente: elaboración propia.

Fig. 3.6.12 Ventana de configuración del conductor de la línea de BT. Fuente: elaboración propia.

Acometidas

Las acometidas son conductores que componen la red de distribución secundaria en BT y que la conectan con el medidor de energía eléctrica de cada usuario. Estos tramos de cables fueron incorporados a la red modelada ya que, en suma, representan una longitud importante de conductores sobre los cuales se desarrollan pérdidas activas de energía eléctrica.

La modelización en el entorno del programa es exactamente igual a lo descrito para modelar las líneas de BT, con la única salvedad de que el tipo de conductor es diferente y, por lo tanto, tendrá valores distintos para los parámetros eléctricos y corriente admisible. Para incorporar la longitud de cada tramo, se tomó un promedio para aquellos en que el medidor del usuario estaba en la misma vereda que el tendido de cable trifásico del distribuidor de BT y para aquellos que se encontraban en la vereda de enfrente.

La Fig. 3.6.13 es un ejemplo de configuración de un conductor para la acometida a un usuario. Este caso en particular se trata de una acometida monofásica con dos conductores preensamblados de cobre de 4mm^2 de sección nominal.

Line Type - Equipment Type Library\Acom_Monof_2x4_Cu_Pren

Basic Data

Name: Acom_Monof_2x4_Cu_Pren

Rated Voltage: 0.4 kV

Rated Current: 0.042 kA

Nominal Frequency: 50 Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 1 Number of Neutrals: 1

Parameters per Length 1,2-Sequence

AC-Resistance R(20°C): 4.65 Ohm/km

Reactance X': 0.0894 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence

Parameters per Length, Neutral

AC-Resistance Rn': 4.65 Ohm/km

Reactance Xn': 0.0894 Ohm/km

Parameters per Length, Phase-Neutral Coupling

AC-Resistance Rpn': 0 Ohm/km

Reactance Xpn': 0 Ohm/km

Fig. 3.6.13 Ventana de configuración del conductor para acometida monofásica. Fuente: elaboración propia.

Otra diferencia entre las líneas de BT y las acometidas es que las primeras son trifásicas más el conductor neutro, mientras que las segundas, son monofásicas. Por tal motivo, también se debió configurar a qué fase se conecta la acometida

que, en definitiva, será la fase a la que quede conectado el usuario. Por ejemplo, la siguiente acometida en particular se encuentra conectada a la fase “a” y al neutro (Fig. 3.6.14).

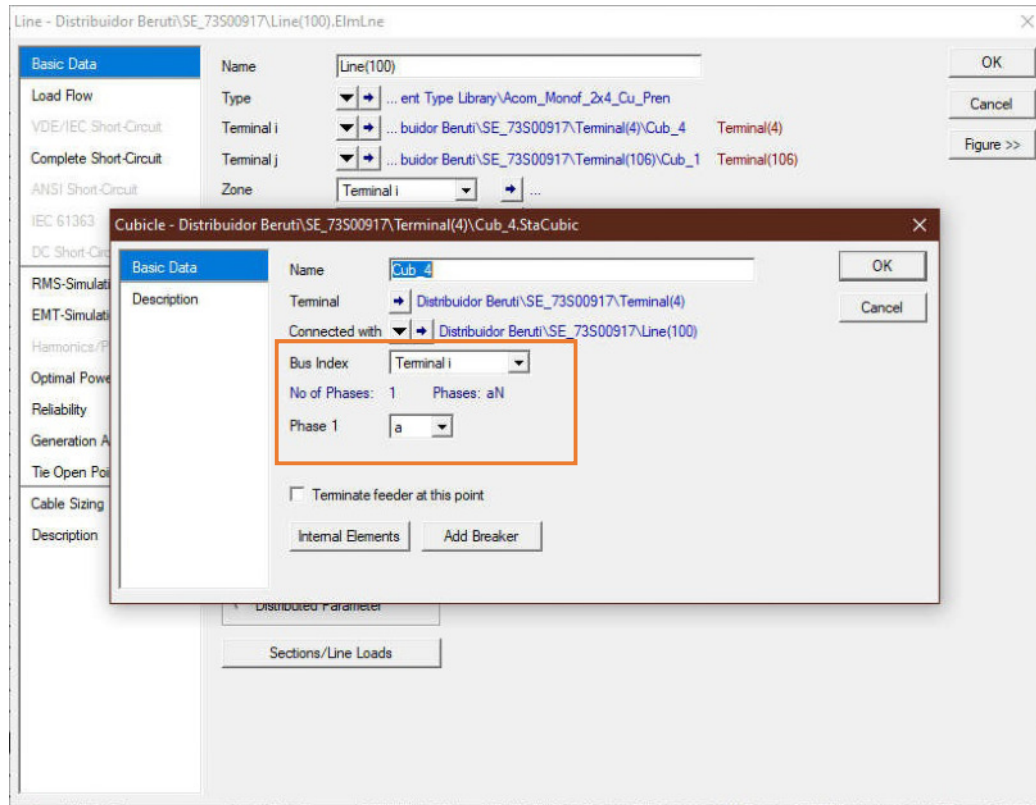


Fig. 3.6.14 Ventana de configuración de la fase a la que se encuentra conectada la acometida. Fuente: elaboración propia

De esta manera, el sistema de distribución primaria y secundaria quedan modeladas con todos sus parámetros y datos técnicos de la red real, con el objeto de que las simulaciones arrojen resultados lo más próximos a la realidad. En el entorno gráfico, la red de BT para una SE en particular (SE_73S00353), sin haber incluido aún los usuarios, queda representado como se ven la Fig. 3.6.155 y en la Fig. 3.6.166 en forma ampliada.



Fig. 3.6.16 Red de distribución secundaria de la subestación SE_73Soo353, en el entorno de DigSILENT.
Fuente: elaboración propia.



Fig. 3.6.15 Red de distribución ampliada de la subestación SE_73Soo353, en el entorno de DIgSILENT. Zoom. Fuente: elaboración propia.

3.6.4. Feeders

Una herramienta importante que brinda el software DigSilent es el agrupamiento de componentes eléctricos bajo un bloque denominado *Feeder*. Un *Feeder* es un elemento que se puede definir dentro del entorno del programa y que contiene otros elementos de la red ubicados aguas debajo de su nodo inicial seleccionado. La ventaja de este agrupamiento es que se puede tratar a sus componentes como un bloque y analizar sus variables asociadas y comportamiento como un todo. Por ejemplo, si se define una subestación como *Feeder*, se incluirán en él todos los elementos de la red aguas abajo de dicho transformador, incluyéndolo a él mismo.

Para el presente trabajo, se definió un *Feeder* por cada subestación y uno principal (Fig. 3.6.17). Es decir que se definieron 16 *Feeders* que incluyen solamente elementos de la red en BT de cada subestación (con su propio transformador). Por otro lado se definió uno que incluye todos los elementos de la red, tanto en MT como BT, es decir al inicio del distribuidor en estudio.

	Name
▶ I	FeederPPAL_MT
I	Feeder_0047
I	Feeder_0270
I	Feeder_0353
I	Feeder_0422
I	Feeder_0658
I	Feeder_0667
I	Feeder_0785
I	Feeder_0867
I	Feeder_0917
I	Feeder_0932
I	Feeder_1138
I	Feeder_1217
I	Feeder_1298
I	Feeder_1747
I	Feeder_2066
I	Feeder_2178

Fig. 3.6.17 Feeder principal y de cada subestación. Fuente: elaboración propia.

Por ejemplo, la Fig. Fig. 3.6.18 muestra el diagrama de la subestación SE_73Soo667, y todos los elementos en color naranja pertenecen al Feeder_0667.

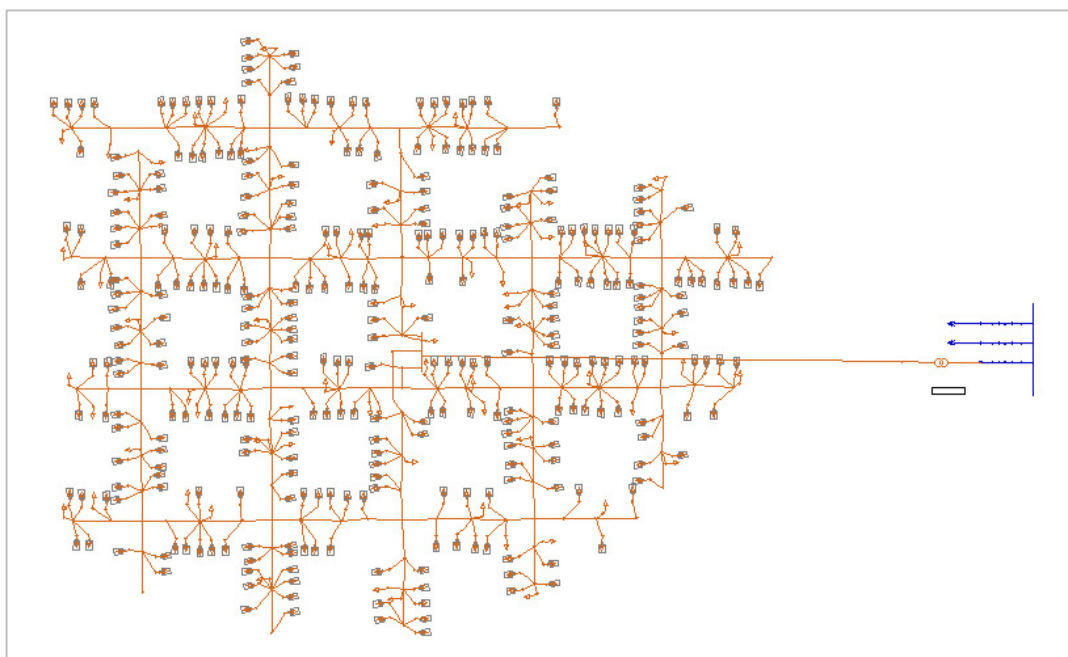


Fig. 3.6.18 Ejemplo de elementos incluidos en un Feeder. SE_73S00667; Feeder_0667. Fuente: elaboración propia.

3.7 Modelado de los Usuarios de Baja tensión

3.7.1. Conceptos

Los datos más relevantes que se necesitan para modelar a los usuarios de BT son la potencia demandada¹⁴ por los artefactos eléctricos instalados en sus domicilios y el factor de potencia. Con respecto al primero, la potencia demandada, no es un parámetro fijo a lo largo del día ni a lo largo del año, por lo que es necesario determinar cómo se desarrolla su valor en función del tiempo. Con respecto al segundo se consideró para todos los usuarios el valor más desfavorable aceptado por la empresa distribuidora para usuarios del tipo residencial: $fp = 0,85$.

La curva de demanda diaria es una gráfica de potencia demandada [W] vs. tiempo. Para un consumidor, la curva real es muy irregular durante una jornada y esta no es igual todos los días debido a que depende de los requerimientos de potencia instantáneos de cada electrodoméstico y del sistema de iluminación de la vivienda. Además, por el mismo motivo, las curvas de demanda entre los usuarios son muy distintas entre sí y aún para un mismo usuario difieren según el día y la estación del año, como se muestra en las Fig. 3.7.1 y Fig. 3.7.2 [26]. Esto hace muy difícil la tarea de asignar una curva única a cada usuario que represente su requerimiento instantáneo real de potencia [27].

¹⁴ La potencia demanda de una instalación es la carga [W] en el terminal receptor, promediada sobre un intervalo de tiempo especificado.

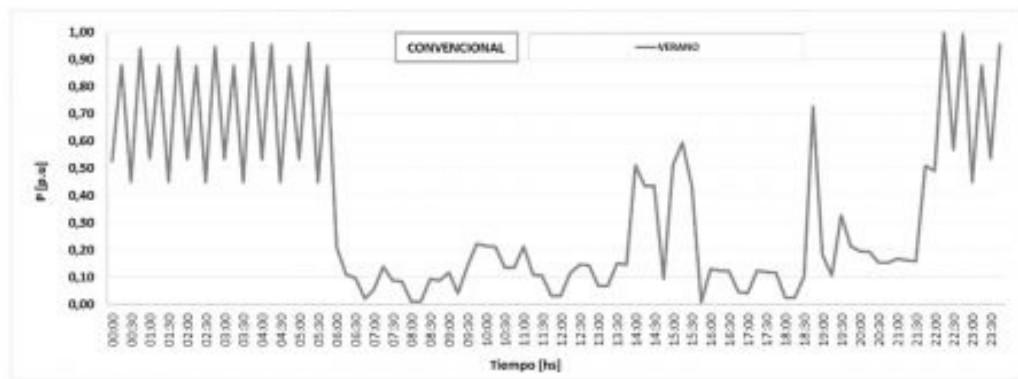


Fig. 3.7.1 Curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en verano. Fuente: [26].

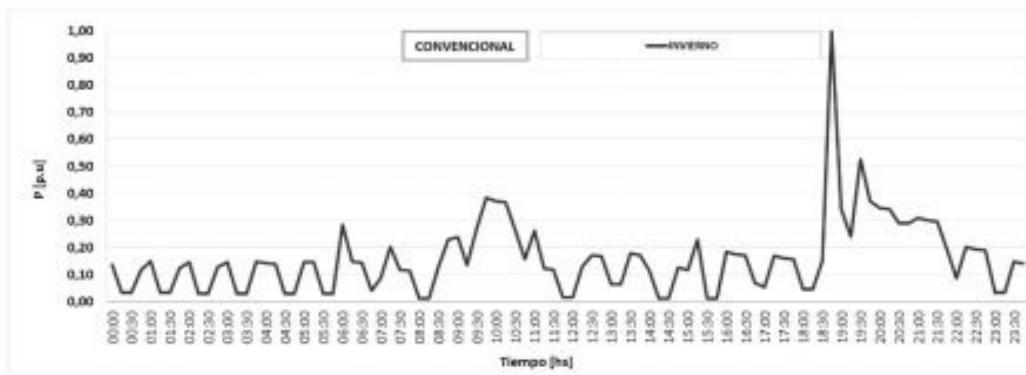


Fig. 3.7.2 Curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en invierno. Fuente: [26].

Sin embargo, el hábito de consumo de los usuarios residenciales es similar, esto quiere decir que tienen similares costumbres. La curva de demanda diaria para un grupo de usuarios tendrá una composición que represente estadísticamente el comportamiento del conjunto, notándose así un desarrollo más suavizado de la curva. Se podrá distinguir que, entre otras características, existe una franja horaria en la que se producen los mayores niveles de demanda de potencia (Fig. 3.7.3). Cuanto mayor sea el grupo de usuarios considerados para la elaboración de la curva, tanto más representativa del hábito de consumo será la misma y más suavizado será su desarrollo [27].

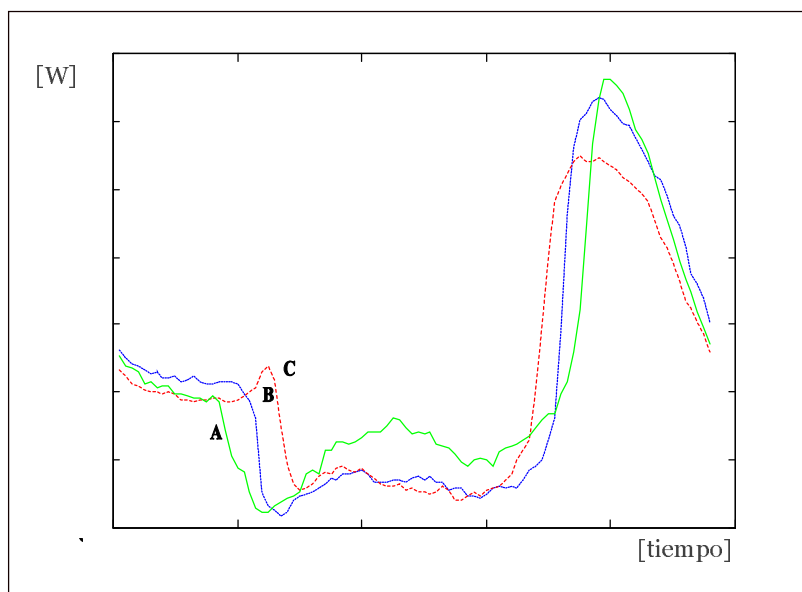


Fig. 3.7.3 Curva de demanda diaria de potencia del conjunto de usuarios residenciales pertenecientes a una SE MT/BT de la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [27].

A los efectos del presente estudio fue necesario obtener una curva que represente el hábito de demanda de potencia eléctrica a lo largo de cada día para los usuarios residenciales del área bajo análisis. Como se explicará a continuación, ésta se obtuvo como promedio estadístico de la curva de demanda del Distribuidor DF, que constituye una agregación de la demanda de los usuarios conectados al mismo.

Gracias al aporte de la empresa distribuidora se logró obtener una base de datos con los valores de corriente [A] demandados por el distribuidor, medidos en la cabecera del mismo. Los datos fueron registrados con una frecuencia de 30 minutos para el año calendario 2019, por lo que la base de datos contiene 48 datos de corriente por día. También se obtuvo otra base de datos con información sobre el consumo de energía [kWh] de cada usuario para cada uno de los 6 períodos (bimestres) de facturación.

3.7.2. Curva de demanda diaria de potencia

El “hábito de consumo” de los usuarios está determinado por la forma de la curva de demanda diaria, más que por sus valores absolutos. Es de notar que la curva ‘corriente [A] vs. tiempo’, y la curva ‘potencia [W] vs. tiempo’ tendrán la misma forma, pero con valores absolutos y unidades diferentes. En otras palabras, ambas curvas en la Fig. 3.7.4 serían iguales si se las grafica en valores relativos a una base (porcentaje o p.u.).

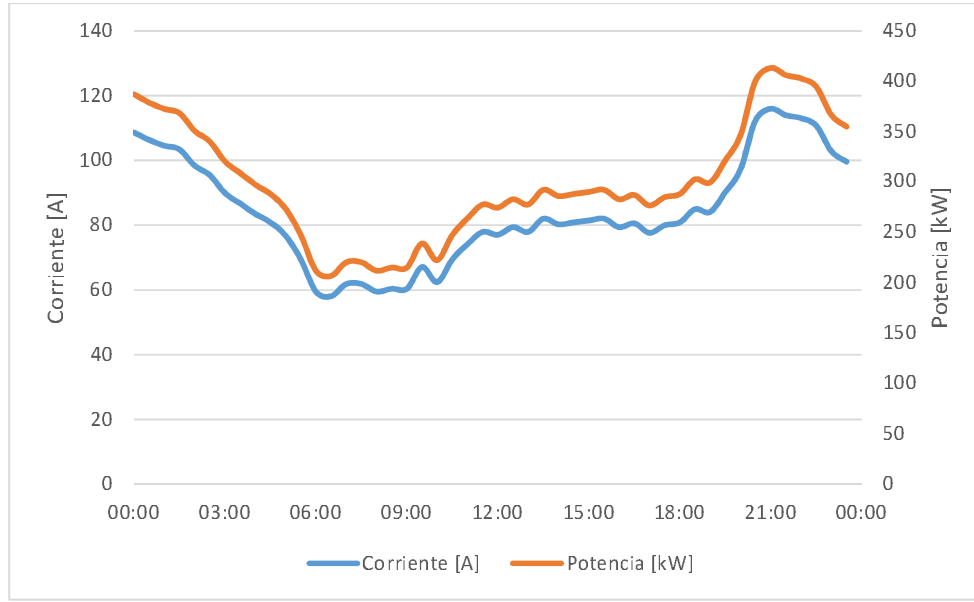


Fig. 3.7.4 Ejemplo de curva de demanda diaria: corriente y potencia en valores absolutos. Fuente: elaboración propia.

Para convertir la curva de corriente vs. tiempo a unidades en [p.u.] se utilizó como valor base el promedio diario de corriente. Es decir, se determinó el promedio de corriente demandada cada día y se dividió cada ordenada de la curva [A] vs. tiempo por dicho valor.

$$P_{i,k(p.u.)} = I_{i,k(p.u.)} = \frac{I_{i,k}}{\bar{I}_k} \quad (3.7.1)$$

Dónde:

$P_{i,k(p.u.)}$: valor de potencia para la ordenada i de la curva, en p.u., para el día k ;

$I_{i,k(p.u.)}$: valor de corriente para la ordenada i de la curva, en p.u., para el día k ;

$I_{i,k}$: valor de corriente para la ordenada i de la curva, en Amperes, para el día k ;

$\bar{I}_k$: promedio de los 48 datos de corriente del día k (se tiene un dato cada media hora), en Amperes. Este se calcula según la siguiente ec. (3.7.2).

$$\bar{I}_k = \frac{1}{48} \sum_{i=1}^{48} I_{i,k} \quad (3.7.2)$$

Para cada mes del año 2019 se realizó un promedio de las curvas obtenidas para los días hábiles, otra para días sábados, y otro para días domingos/feriado. De esta manera se obtuvieron 36 curvas en valores en p.u. (tres por cada mes). En la Fig. 3.7.5 se muestra dichas curvas para el mes de enero/2019, mientras que en la Fig. 3.7.6 , para el mes de junio.

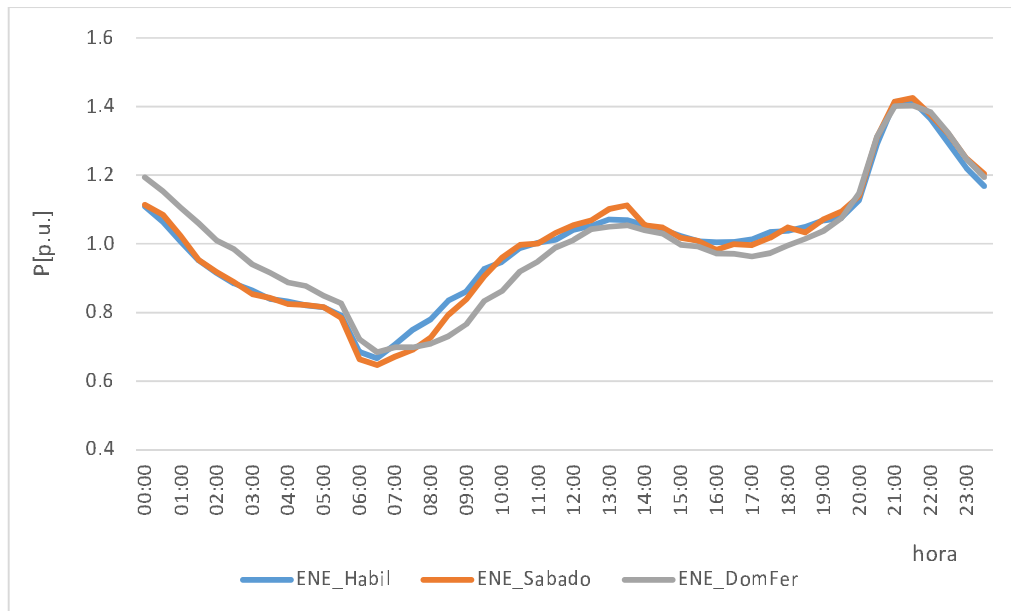


Fig. 3.7.5 Curvas de demanda diaria en [p.u.] usuarios residenciales, mes de enero. Fuente: elaboración propia.

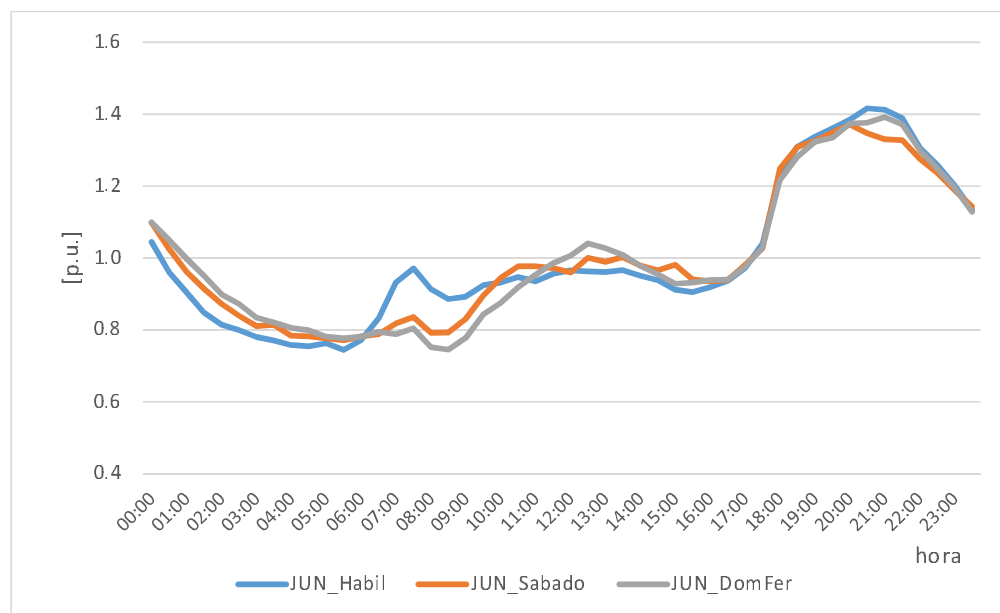


Fig. 3.7.6 Curvas de demanda diaria en [p.u.] usuarios residenciales, mes de junio. Fuente: elaboración propia.

De los dos gráficos anteriores pueden apreciarse diferencias debido al factor estacional. Por ejemplo, la franja horaria en la que ocurren los mayores niveles

de demanda de potencia en verano es aproximadamente entre las 20:30hs y las 23:30hs, mientras que en invierno esta franja comienza más temprano, alrededor de las 18:00hs. Por otro lado, entre las 3:00 y las 9:00 se observa un valle de demanda de potencia más pronunciado para el mes de enero que para junio.

Como se dijo anteriormente, estas curvas representan el “hábito de consumo” por lo que son comunes para todos los usuarios. Sus valores correspondientes fueron almacenados en el software de simulación como un perfil de consumo de cada uno de los usuarios. La Fig. 3.7.7 muestra cómo fueron denominadas y organizadas las 36 curvas obtenidas en el entorno del software.

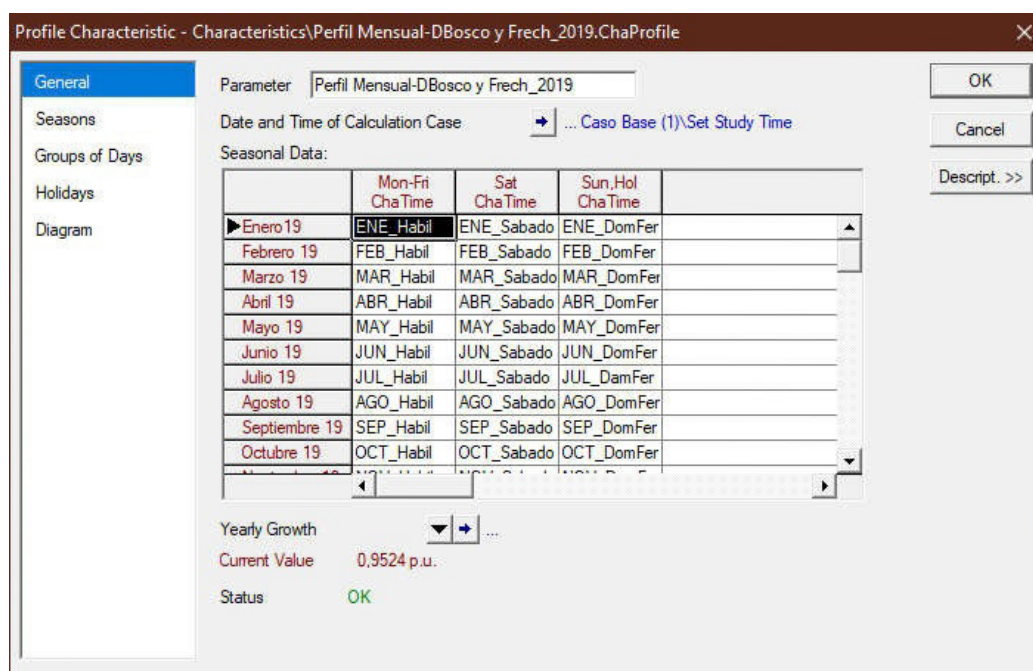


Fig. 3.7.7 Curvas de demanda diaria en p.u. para cada mes del año y discriminadas en tres tipos de días típicos. Fuente: elaboración propia.

Contando con la representación del perfil de demanda diaria estadística para los usuarios residenciales en valores relativos al promedio diario del desarrollo de la curva, es posible reconstruir el perfil de demanda de potencia para cada uno de ellos conociendo su promedio de potencia demandada para cada día.

Para ello se contó con la base de datos que contiene información sobre la energía consumida por cada usuario en cada uno de los periodos de facturación. Al dividir dicho consumo bimestral [kWh/bimestre] por la cantidad de horas de un día [h/día] y la cantidad de días comprendidos en el período de facturación [días/bimestre], se obtuvo el valor de potencia media demandada en el período en cuestión [kW] (ec. (3.7.3)). Este valor representa un hipotético consumo

constante por parte del usuario tal que, al final del período, la energía consumida sea la misma que es facturada.

$$P_{m,b} = \frac{E_b}{24 \cdot d_b} \quad (3.7.3)$$

Dónde:

$P_{m,b}$: potencia media demandada para el bimestre b , en [kW];

E_b : energía facturada para el bimestre b , en [kWh];

d_b : cantidad de días comprendidos en el bimestre b .

Como cada usuario tiene un consumo diferente de energía eléctrica [kWh] a lo largo de un período de tiempo es necesario almacenar esta característica en el programa de simulación. Por ello, para cada mes del año, a cada usuario se le asocia su demanda promedio [MW], resultando un perfil anual como se muestra en la Fig. 3.7.8.

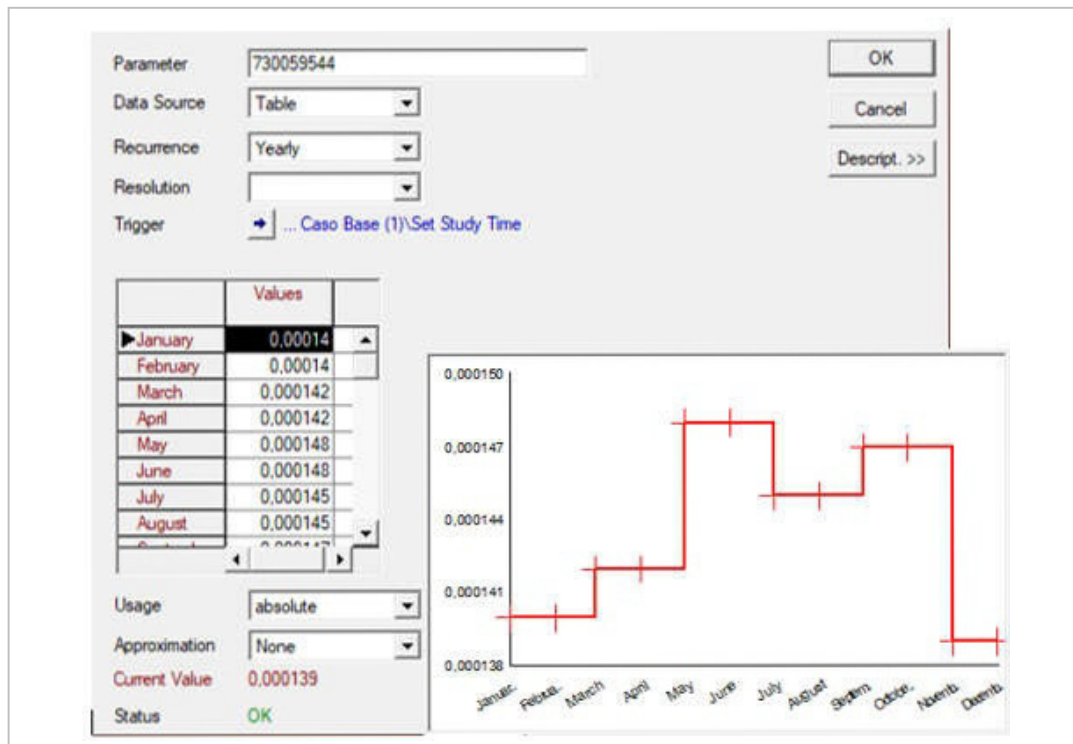


Fig. 3.7.8 Curva de potencia media mensual: tabla de valores [MW] y diagrama en DigSILENT. Fuente: elaboración propia.

Con ambos tipos de datos, perfil de demanda diaria y promedio de demanda de cada usuario, el programa internamente multiplica ambas curvas punto a punto (ec. (3.7.4)), obteniéndose así la curva de demanda diaria [W] vs. tiempo deseada para cada uno de ellos.

$$P_i = P_{i(p.u.)} \cdot P_{m,b} \quad (3.7.4)$$

Dónde:

P_i : valor de potencia demandada para la ordenada i de la curva, en [kW].

$P_{i(p.u.)}$: valor de potencia demandada para la ordenada i de la curva, en [p.u.].

$P_{m,b}$: potencia media demandada para el bimestre b , en [kW];

Se brinda un ejemplo para ilustrar cómo el programa obtiene los valores de potencia (P_i) demandada por un usuario en particular (p.ej. ID del usuario: 730059544), en función de la característica de consumo en p.u. ($P_{i(p.u.)}$) y la correspondiente potencia media ($P_{m,b}$).

El instante en el que se analizan ambas características es el viernes 17 de mayo de 2019 a las 11:00 (casillas *Date* y *Time* en la Fig. 3.7.9).

Fig. 3.7.9 Fecha y hora configuradas como referencia para el ejemplo. Fuente: elaboración propia

La curva de potencia demandada en p.u. para un día hábil del mes de mayo se aprecia en la Fig. 3.7.10 en la cual, el valor de la ordenada para las 11:00hs es de 0,938 p.u.

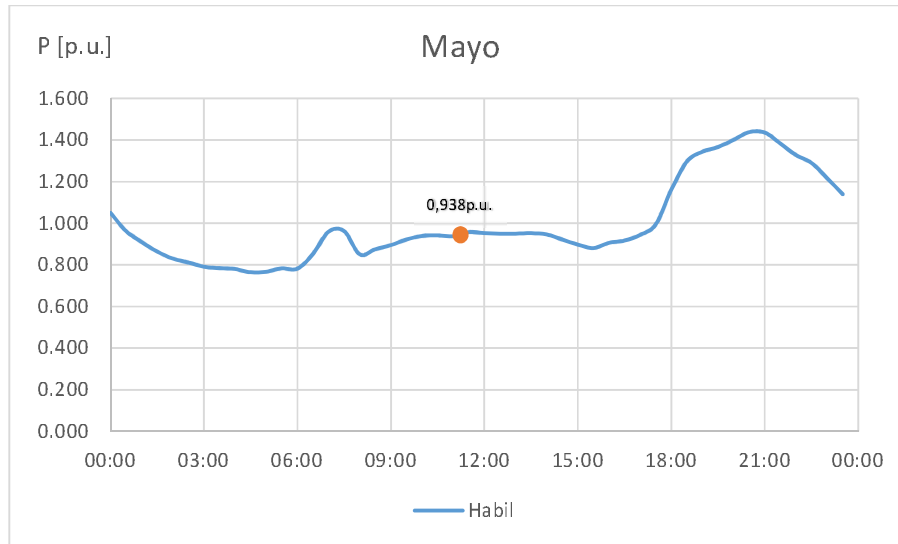


Fig. 3.7.10 Curva de demanda de potencia en p.u. para un día hábil del mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, el usuario 730059544 tuvo un consumo de energía de $E_3 = 216[kWh]$ en el tercer bimestre (mayo y junio) del año 2019, y la cantidad de días comprendidos en el período de facturación fueron $d_3 = 61$ días. Aplicando la ec. (3.7.3) la potencia media en tal período resulta:

$$P_{m,3} = \frac{E_3}{24 \cdot d_3} = \frac{216 [kWh]}{24 \left[\frac{h}{día} \right] \cdot 61 [días]} = 0,148 [kW]$$

O bien:

$$P_{m,3} = 0,000148 [MW]$$

La curva completa de la característica de potencia media para todos los períodos del año 2019 se puede ver en la Fig. 3.7.11.

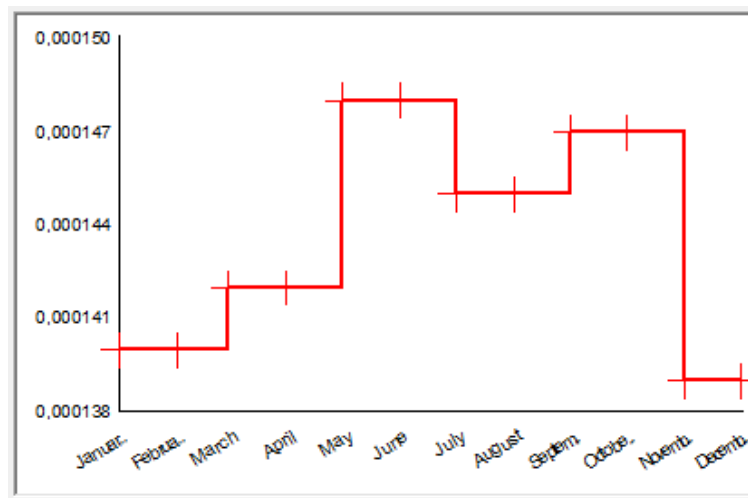


Fig. 3.7.11 Característica de potencia media demandada por el usuario 730059544, para el año 2019.
Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 3.7.12 se aprecian los valores actuales (*Current Value*) determinados anteriormente para ambas características de consumo, en el instante específico en el que se desarrolló el ejemplo. Además, se aprecia el valor real instantáneo (*Actual Values*) de la curva de demanda. Este valor surge de multiplicar los valores actuales de ambos perfiles característicos (ec. (3.7.4)).

$$P_i = P_{i(p.u.)} \cdot P_{m,3}$$

$$P_i = 0,938 \cdot 0,000148 \text{ [MW]} = 0,0001388 \text{ [MW]}$$

$$P_i = 0,1388 \text{ [kW]}$$

	Characteristic Cha*	Unit	Active	Trigger Active	Current Value	
1	730059544	Months	☒	☒	0,000148 MW	
2	Perfil Mensual-DBosco y Frec	Minutes	☒	☒	0,938 p.u.	

Fig. 3.7.12 Perfiles de consumo en p.u. y mensual. Valor real de potencia demandada. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la curva diaria de demanda de potencia del usuario 730059544, para un día hábil del mes de mayo del año 2019, con valores en [W], se representa en el gráfico de la Fig. 3.7.13.

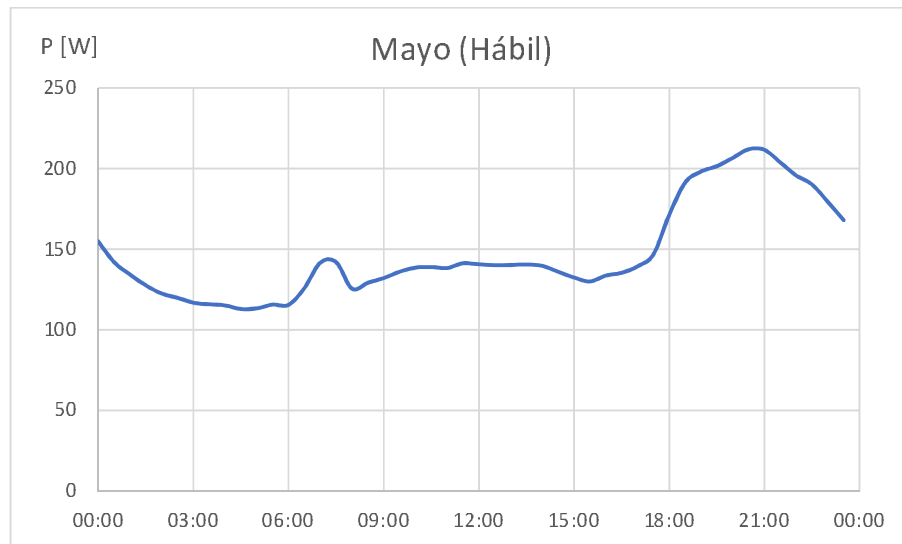


Fig. 3.7.13 Curva de demanda diaria de potencia [W] del usuario 730059544, para un día hábil del mes de mayo de 2019. Fuente: elaboración propia.

3.8 Generación Fotovoltaica

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo, en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una celda o célula solar, (nombre dado al elemento fotovoltaico individual), se genera potencia eléctrica (medida en vatios o kilovatios); cuando la luz se extingue, la electricidad deja de circular.

El Efecto Fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una celda convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones con diferentes niveles de energía que cuando son absorbidos por el material de la celda transfiere su energía a un electrón, permitiendo que escape de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

El primero en notar el efecto fotoeléctrico fue el físico francés Edmund Becquerel, en 1839. Él encontró que ciertos materiales producían pequeñas cantidades de

corriente eléctrica cuando eran expuestos a la luz. En 1905, Albert Einstein describió la naturaleza de la luz y el efecto fotoeléctrico, en el cual está basada la tecnología fotovoltaica. Por este trabajo, se le otorgó más tarde el premio Nobel de física.

El atractivo de las tecnologías fotovoltaicas es interesante, pues se trata de equipos limpios, silenciosos y confiables que son totalmente amigables con el medio ambiente y pueden durar más de tres décadas. Además, tienen muy bajos costos operacionales y de mantenimiento y no requieren de ningún insumo adicional a la luz solar. Su gran inconveniente son los altos costos de inversión por kW de potencia, aunque éstos han ido disminuyendo desde hace décadas y esta tendencia promete continuar [28].

3.8.1. Física de la Conversión Fotovoltaica¹⁵

El efecto fotovoltaico consiste en la generación de una fuerza electromotriz en un material al hacer incidir sobre él radiación solar (fotones) que interactúan con su configuración electrónica, generando pares electrón-hueco que dan lugar, dependiendo de la configuración del circuito, a una corriente eléctrica.

La teoría de bandas en la estructura de un átomo puede explicar el efecto fotovoltaico en materiales sólidos (Fig. 3.8.1). Los enlaces entre los átomos de un cristal, así como los fenómenos de transporte eléctrico, se deben a interacciones entre los electrones más alejados del núcleo (electrones de valencia), formando una red y creando un campo de niveles accesibles (bandas electrónicas) [29].

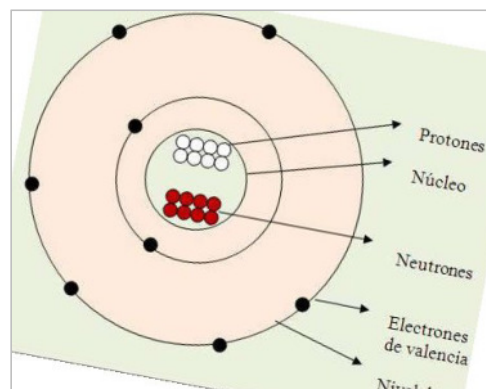


Fig. 3.8.1 Composición de un átomo. Fuente: [29]

¹⁵ Por un interés particular del autor, se hace una explicación extensiva de los fundamentos de la conversión fotovoltaica.

En el cero absoluto, los electrones más alejados de un átomo llenan la banda de energía más baja, conocida como Banda de Valencia (BV). Los niveles energéticos superiores no ocupados por electrones se denominan Banda de Conducción (BC). La diferencia de energía entre la BV y la BC es conocida como Banda Prohibida o Band Gap (Fig. 3.8.2).

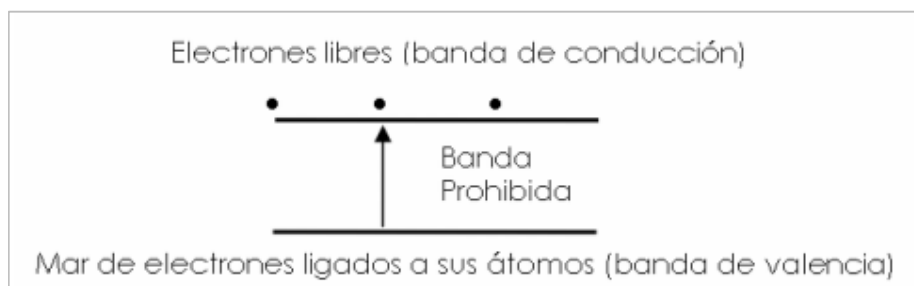


Fig. 3.8.2 Bandas de Energía en un átomo. Fuente: [29]

A temperatura ambiente la red cristalina de un sólido cristalino tiene una energía térmica determinada, provocando que los electrones oscilen con mayor amplitud, causando que algunos de ellos adquieran energía suficiente que les permita poder escapar del enlace que los mantienen unidos a los átomos, convirtiéndose en electrones libres que participen en la conducción eléctrica (en la banda de conducción). Dependiendo de la energía propia que se necesita en cada cristal para que un electrón de valencia pueda estar libre del enlace, los sólidos cristalinos, se dividen en conductores, semiconductores y aislantes.

Los semiconductores son los utilizados para la construcción de celdas fotovoltaicas. Los átomos que conforman los elementos semiconductores son aquellos que se encuentran en el grupo IV de la tabla periódica, fundamentalmente el Si y el Ge. También existen compuestos semiconductores, formados por la combinación de elementos del grupo III y V (llamados semiconductores III-V, como el GaAs, el GaP, el GaSb, el InP, y otros) y por la combinación de los elementos del grupo II y VI (llamados semiconductores II-VI, como el ZnSe, el CdTe, el CdS, el ZnS, etc.).

Como se mencionó, en cualquier temperatura superior al cero absoluto, algunos enlaces se romperán debido a la vibración térmica de los átomos del cristal, efectuando una transición entre la banda de valencia a la banda de conducción y creando electrones libres. En la banda de conducción, los electrones libres podrán adquirir movimiento bajo la acción de un campo eléctrico externo. Pero también los electrones ligados de la banda de valencia podrán desplazarse, dado que existen huecos (enlaces covalentes con una vacante debida a un electrón que

migró a la banda de conducción), Fig. 3.8.3 . Cuando un electrón de la banda de valencia ocupa ésta vacante en un enlace próximo, deja a su vez otra vacante, con una carga positiva asociada. El resultado aparente es el de un movimiento de vacantes o huecos de carga positiva. Por esta razón, la corriente debida a los electrones de la banda de valencia se representa mediante la corriente debida a los huecos [29].

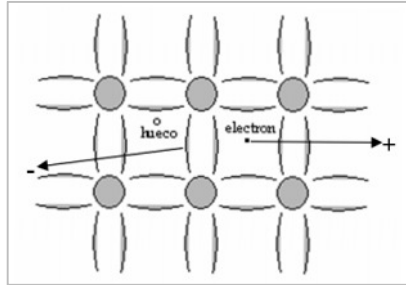


Fig. 3.8.3 Pares hueco-electrón. Fuente [29].

De esta forma, cuando se rompe un enlace en un semiconductor puro, un electrón y un hueco, a los que identificaremos como portadores, quedan libres para moverse por el material. Sin embargo, la densidad de huecos y electrones es idéntica. Esta densidad, denominada densidad intrínseca, depende de la temperatura y de la anchura de la banda prohibida. La corriente eléctrica producida es aleatoria, sin una dirección predeterminada y, por tanto, no es aprovechable en un circuito externo. Cada cierto tiempo se producen encuentros electrón-hueco que restablecen un enlace con liberación de energía en forma de calor. Este fenómeno se denomina recombinación de un par electrón-hueco, y es favorecido por las impurezas existentes en el cristal.

Dado que el objetivo es mantener la existencia de la corriente eléctrica y aprovecharla externamente, es necesario evitar la recombinación para lo que es preciso dirigir el movimiento de electrones y huecos mediante un campo eléctrico. Aplicando un campo eléctrico externo conseguiríamos separar y dirigir los electrones y los huecos, pero la energía empleada en mantener este estado sería superior a la obtenida. Otro mecanismo para mantener la conducción eléctrica se basa en el empleo de semiconductores dopados.

La unión p-n es el elemento base de una celda solar. La formación de una unión p-n requiere la existencia de una región de conductividad tipo-p (huecos mayoritarios) y otra de conductividad n (electrones mayoritarios). Por lo general un semiconductor de conductividad tipo-p o tipo-n se obtiene mediante un

proceso de dopaje o impurificación del material, que consiste en introducir en la red cristalina del semiconductor elementos de otros grupos de la tabla periódica. El Silicio adquiere conductividad tipo-p, dopándolo con elementos del grupo III (por ejemplo, Boro) y conductividad tipo-n dopándolo con elementos del grupo V (por ejemplo, Fósforo), Fig. 3.8.4 [30].

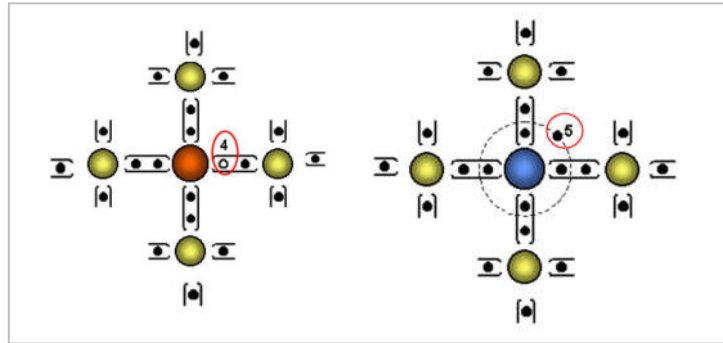


Fig. 3.8.4 Si tipo P con exceso de huecos - Si tipo n con exceso de electrones
Fuente: [30].

Una unión p-n se obtiene “uniendo” semiconductores con conductividades tipo-p y tipo n. El rasgo más distintivo en una unión p-n, para la transformación fotovoltaica, es la existencia de un campo eléctrico, que es el responsable de separar las cargas libres creadas por la absorción de los fotones provenientes de la radiación incidente. El valor de este campo eléctrico es del orden de 10^5 V/cm, que representa un valor inmenso. Únicamente como comparación, para el rompimiento dieléctrico del aire se requieren 30×10^3 V/cm, lo que es una magnitud de campo eléctrico 3,3 veces menor que el que existe entre las uniones semiconductoras p y n. Obviamente en una unión p-n no existe un voltaje de 10^5 V, pero la distancia entre las regiones p y n, tampoco es de 1 cm. Un valor típico de voltaje en una unión p-n es de 1 V, siendo la distancia entre las regiones p y n de unas 0.1 micra ($1 \text{ micra} = 10^{-4} \text{ cm.}$), por lo que 1 V aplicado a una distancia de 0.1 micra entre dos placas, produce el mismo campo que el de 10^5 V aplicado a una distancia de 1cm entre dos placas (Fig. 3.8.5).

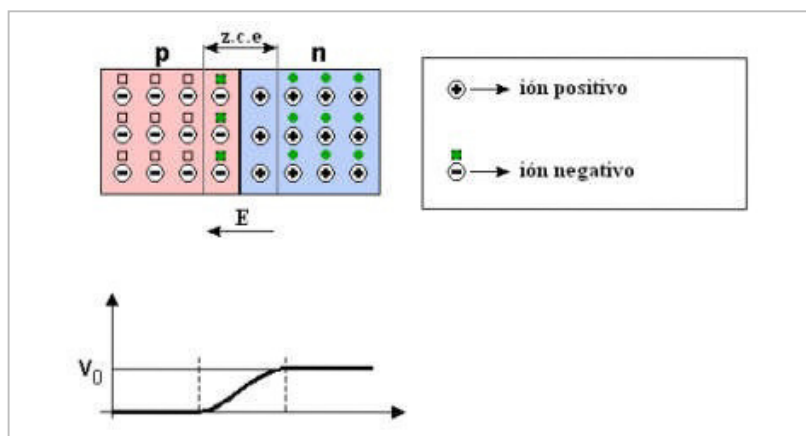


Fig. 3.8.5 Campo eléctrico (E) y diferencia de potencial (V_0) en una unión p-n.
Fuente: [30].

La radiación solar incidente es absorbida por el semiconductor y en dependencia del valor de energía de su banda prohibida, se crean pares electrón-hueco fuera del equilibrio. En la región p, los huecos fuera del equilibrio, creados por la absorción de la luz, no modificarán el número de huecos en equilibrio sustancialmente, sin embargo, en la misma región p, los electrones originados por la radiación solar experimentarán un cambio en la concentración respecto a su concentración de equilibrio. Análogamente ocurre con los huecos fuera del equilibrio en la región n, de manera que los portadores minoritarios (electrones en la región-p y huecos en la región-n) son los que gobiernan el mecanismo de conducción. Los pares electrón-hueco que arriban a la región del campo eléctrico de la unión p-n son separados por este, contribuyendo a la corriente. Los pares que no alcanzan la región de la unión p-n se recombinan y transforman su energía en calor.

Los pares electrón-hueco creados por la luz no generan en sí mismo una potencia eléctrica, porque para ello se necesita que aparezca un voltaje entre los terminales de la unión el cual surge mediante un proceso conocido como efecto fotovoltaico. La separación de huecos y electrones debido al campo eléctrico de la unión p-n provoca que los electrones se muevan hacia la región-n y los huecos hacia la región-p. Bajo la condición de corto circuito ($V = 0$) la corriente que fluye por el circuito exterior es la corriente generada por la luz. Bajo condición de circuito abierto, aparecerá un voltaje en los extremos de la unión.

De esta manera los mecanismos físicos básicos en la operación de una celda solar son [31]:

- a) Creación en el semiconductor de pares electrón-hueco generados por la absorción de la radiación solar (absorción de fotones).

- b) Separación de los pares electrón-hueco por el campo de la unión p-n generando una corriente.
- c) Aparición de un voltaje entre los terminales de la celda solar.
- d) Utilización de la potencia eléctrica a través de una carga exterior.

En la figura Fig. 3.8.6 se muestra el esquema general de una celda solar, fabricada con silicio.

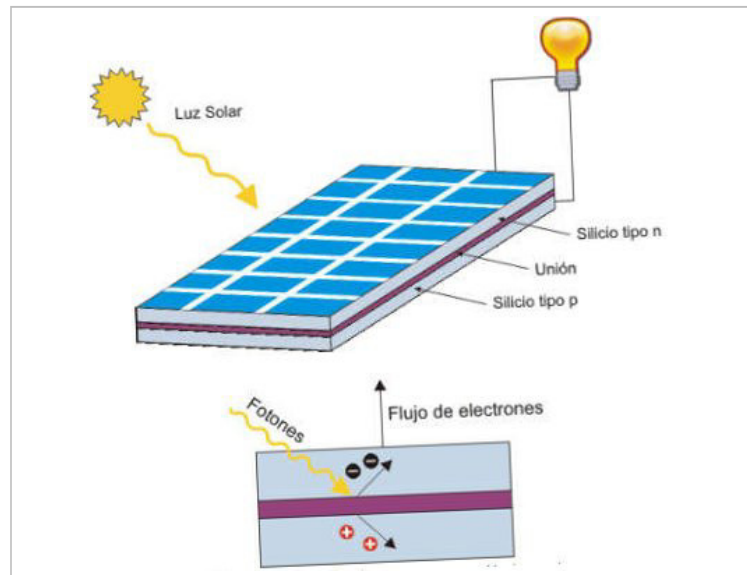


Fig. 3.8.6 Esquema de funcionamiento de una celda solar. Fuente: [31]

3.8.2. Celdas Solares

Las celdas solares fabricadas a base de silicio pueden ser de tipo monocristalinas, policristalinas o amorfas. La diferencia entre ellas radica en la forma como los átomos de silicio están dispuestos, es decir, en la estructura cristalina. Existe, además, una diferencia en la eficiencia. Por eficiencia se entiende el porcentaje de luz solar que es transformado en electricidad. Las celdas solares de silicio monocristalino y policristalino (Tabla 3.8.1) tienen casi el mismo y más alto nivel de eficiencia con respecto a las de silicio amorfo [32].

Tabla 3.8.1 Tabla de eficiencia de distintos tipos de celdas solares. Fuente: [32]

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Una celda solar típica está compuesta de capas. Primero hay una capa de contacto posterior y luego, dos capas de silicio. En la parte superior se encuentran los contactos de metal frontales con una capa de antirreflexión, que da a la celda solar su típico color azul (Fig. 3.8.7). Durante la última década, se han estado desarrollando nuevos tipos de celdas solares de materiales diversos, entre las que encontramos, por ejemplo, a las celdas de película delgada y a las celdas de CIS (diseleniuro de indio de cobre) y CdTe (telururo de cadmio).

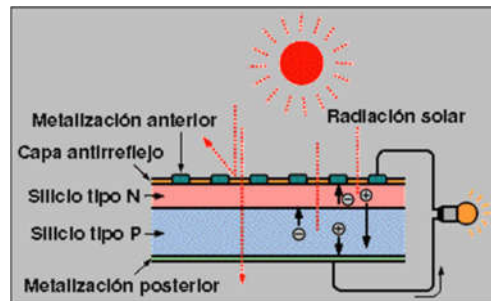


Fig. 3.8.7 Celda Solar. Fuente: [32].

3.8.2.1 Parámetros Característicos de una celda solar

Los parámetros importantes para caracterizar a una celda solar son: la corriente de corto circuito I_{sc} ; el voltaje a circuito abierto V_{oc} ; el factor de llenado o de forma FF; la eficiencia η y la Potencia Nominal [32].

La corriente de corto circuito es la corriente que atraviesa la celda solar cuando el voltaje entre sus terminales es nulo, esto es, cuando la celda solar está cortocircuitada.

El valor de I_{sc} depende de la generación y recolección de los portadores creados por la luz. La corriente de corto circuito es proporcional a la intensidad de la luz incidente sobre la celda solar.

El voltaje a circuito abierto V_{oc} es el máximo voltaje que aparece entre los terminales de la celda solar y ocurre para valores de corriente nulo. El voltaje a circuito abierto es consecuencia de la polarización positiva o directa de la unión p-n cuando la luz incide sobre la celda solar. La Fig. 3.8.8 muestra los parámetros descriptos.

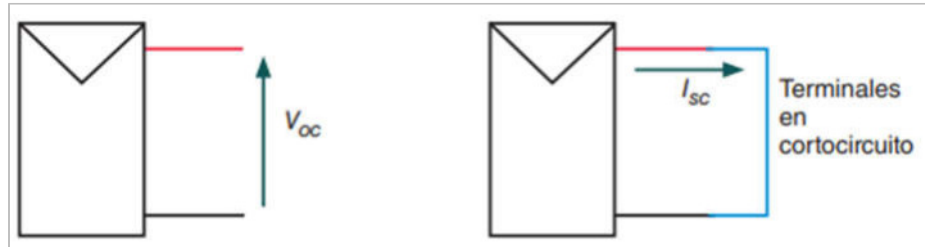


Fig. 3.8.8 Voltaje a circuito abierto V_{oc} y Corriente de cortocircuito I_{sc} en una celda. Fuente: [32]

La corriente de cortocircuito y el voltaje a circuito abierto son los máximos valores de corriente y voltaje que se pueden extraer de una celda solar, sin embargo, en estos puntos de operaciones la potencia entregada por el circuito ($P = I \cdot V$) resulta cero. Por ello es necesario encontrar un punto de la curva I-V en donde el producto $I \cdot V$ tenga un máximo valor. En la Fig. 3.8.9 y Fig. 3.8.10 se muestra que este punto corresponde a I_{mp} , V_{mp} .

El Factor de Forma se define como la razón entre la potencia máxima obtenida y el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$. En las celdas solares más habituales, los valores típicos de FF son 0,7 o 0,8.

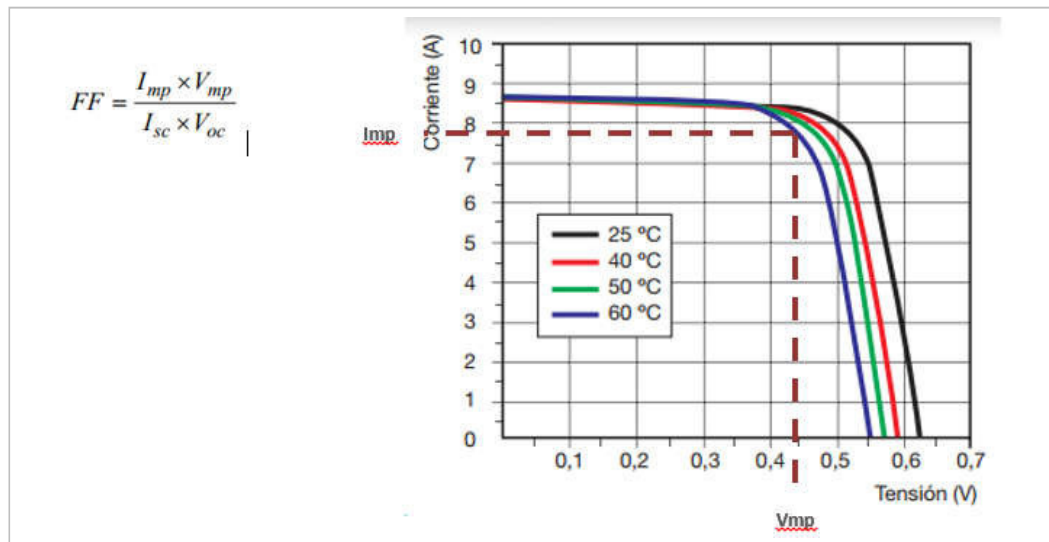


Fig. 3.8.9 Valores de I_{mp} y V_{mp} para la máxima potencia entregada por la celda. Fuente: [32]

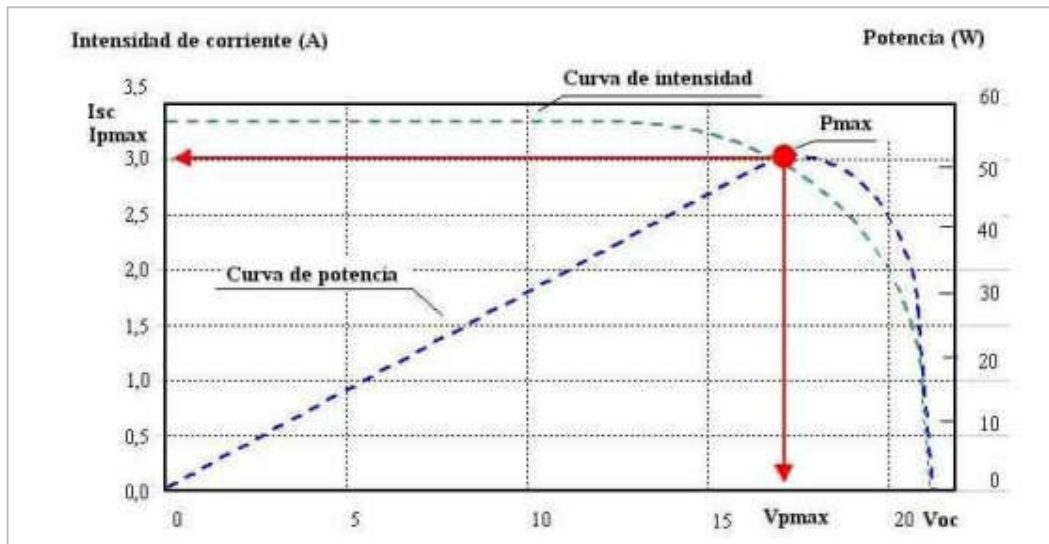


Fig. 3.8.10 Valores de I_{mp} y V_{mp} y curva de potencia. Fuente: [32].

La eficiencia de conversión de energía solar en eléctrica es la figura de mérito de toda celda solar. La eficiencia de conversión o simplemente eficiencia se define como la razón de la potencia eléctrica máxima que suministra la celda y la potencia (P) de la radiación solar que incide sobre de esta (ec. (3.8.1)).

$$\eta = \frac{I_{mp} \times V_{mp}}{P} = \frac{I_{sc} \times V_{oc}}{P} FF \quad (3.8.1)$$

La eficiencia depende de muchos factores. Por ejemplo, el espectro de radiación solar no es el mismo en el espacio extraterrestre, que en un país del trópico o en uno nórdico. También la eficiencia depende de la temperatura a la cual está sometida la celda solar; de la intensidad de la radiación; de los mecanismos de recombinación; en fin, de la suma de factores de los cuales dependen I_{sc} , de V_{oc} y FF . Por ello, se ha establecido un conjunto de normas para poder comparar el funcionamiento de unas celdas con otras. En general, se trata de obtener altos valores de corriente de corto circuito, voltaje a circuito abierto y factor de forma para alcanzar elevados valores de conversión de energía solar en eléctrica.

Para hacer una comparación entre diferentes celdas y paneles solares es necesario conocer la llamada 'Potencia Nominal' de los mismos. La potencia nominal, expresada en Watts pico o W_p , es una medida que indica cuánta energía puede producir dicho panel solar bajo condiciones óptimas de operación. Esta potencia se mide bajo condiciones estándar de prueba:

- Una radiación de $1,000 \text{ W/m}^2$.
- Un espectro solar de referencia de AM 1.5 (que define el tipo y color de la luz).
- Una temperatura de celda de 25°C (la eficiencia de un panel solar disminuye significativamente cuando la temperatura de la celda aumenta).

Por ejemplo, una celda solar de silicio cristalino, con dimensiones típicas de $10 \times 10 \text{ cm}$, registra una potencia pico de 1.5-Watt pico aproximadamente [33].

3.8.3. Paneles Solares

Como se ha visto, la potencia que proporciona una celda de tamaño estándar ($10 \times 10 \text{ cm}$) es muy pequeña, por lo que generalmente será necesario tener que asociar varias de ellas con el fin de proporcionar un nivel de potencia mayor. Es de este hecho de donde surge el concepto de Panel Solar o Módulo Fotovoltaico. Según la conexión eléctrica que hagamos de las celdas, nos podemos encontrar con diferentes posibilidades (Fig. 3.8.11) [32]:

- La conexión en serie de las celdas permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la celda equivalente.
- La conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto.

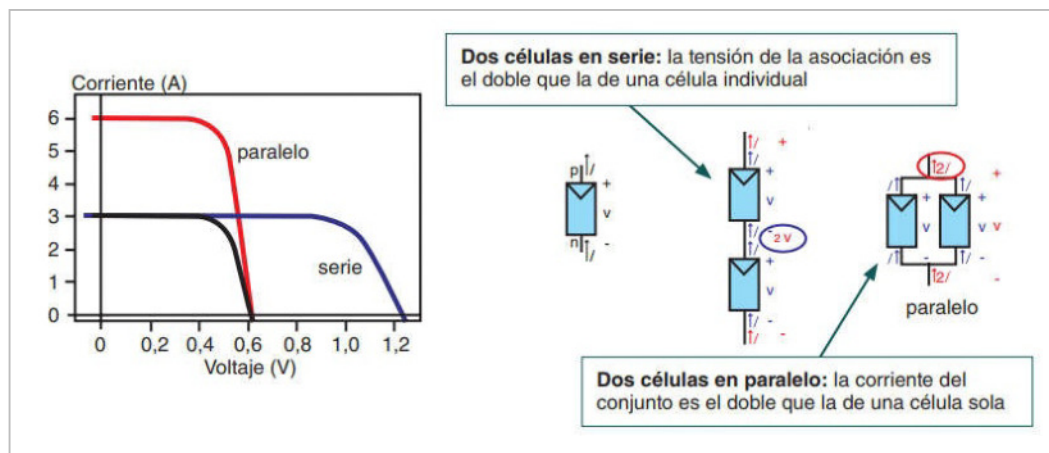


Fig. 3.8.11 Conexión serie y paralelo de celdas fotovoltaicas. Fuente: [32].

Constructivamente, el panel solar está formado por un conjunto de celdas, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6V, 12V, 24V, otros.), que definirán la tensión a la que va a trabajar el panel fotovoltaico. La Fig. 3.8.12 muestra las características constructivas de un panel FV.

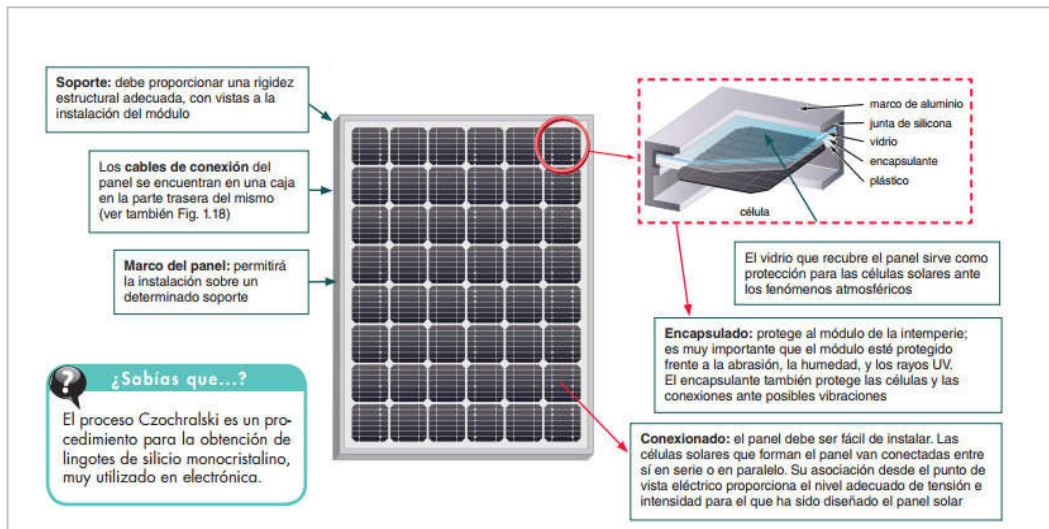


Fig. 3.8.12 Características constructivas de un panel solar. Fuente: [32].

A su vez, para lograr el voltaje y potencia de salida deseados de la instalación, varios paneles pueden constituirse en un arreglo o una cadena, dependiendo del tipo de interconexión de los módulos: paralelo o serie respectivamente, como se hace con las celdas. De esta manera, una instalación fotovoltaica tiene una cadena o arreglo compuestos de uno o más paneles que a su vez están compuestas por celdas fotovoltaicas interconectadas dentro de cada módulo, como se muestra en la Fig. 3.8.13 .

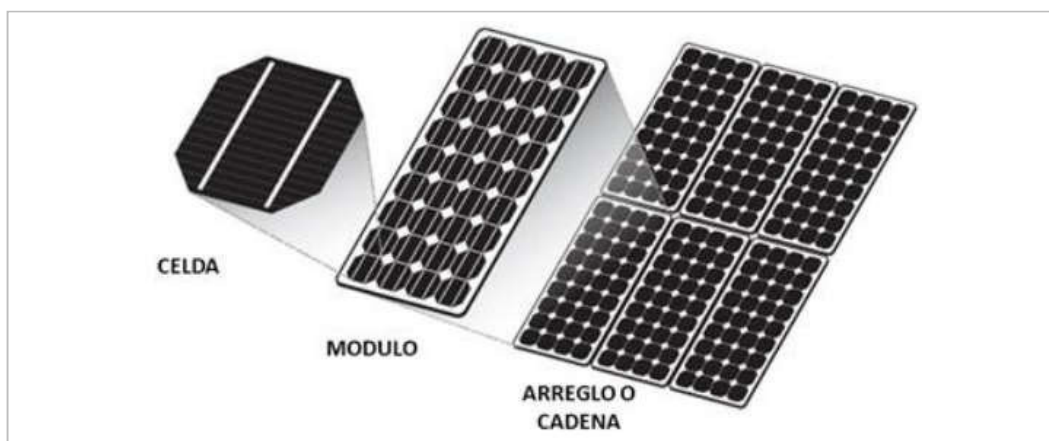


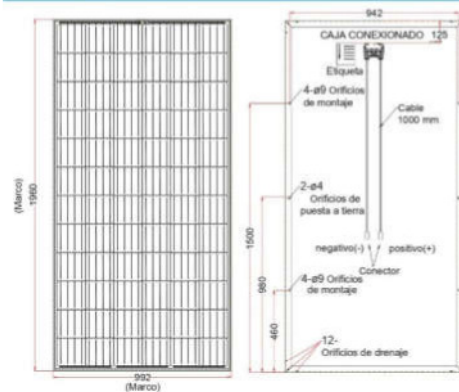
Fig. 3.8.13 Composición de un conjunto de paneles fotovoltaicos. Fuente: [32].

En la Fig. 3.8.14 se puede apreciar las características nominales aportadas por un fabricante de paneles solares con celdas policristalinas en sus diferentes potencias disponibles [34].

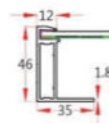
SOL-6P-72-XXX-4BB Series 320W-345W

Módulos Fotovoltaicos Policristalinos de Alto Rendimiento

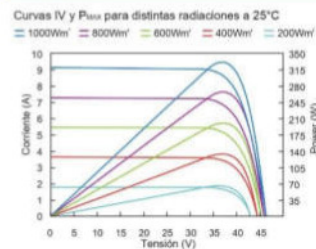
Características mecánicas



Dimensiones: 1960 mm x 992 mm x 46 mm
 Celdas: 72 celdas policristalinas de 156x156 mm
 Conexión: Caja de conexión IP65, 3 diodos de bypass
 Cable: 4 mm² x 1,0 m compatible con conectores Tyco o MC4
 Marco: Aluminio anodizado
 Peso: 23.5 kg / 51.76 lbs



Curva IV



Coefficientes de temperatura

Coef. Temp. para I_{sc} : 0.05 %/°C
 Coef. Temp. para V_{oc} : -0.30 %/°C
 Coef. Temp. para P_{max} : -0.41 %/°C

Condiciones de operación

Temperatura de operación: -40 °C to +85 °C
 (-40 °F to +185 °F)
 Máx. Tensión del sistema: 1000 V CC
 Máx. Corriente inversa: 15 A
 Máx. Carga: Carga por nieve: 5400 Pa o 550 kg/m²
 Carga por vientos: 2400 Pa

Características eléctricas @ STC*

Modelo	SOL-6P-72-XXX-4BB, XXX = Potencia Nominal P_{nom} [W]					
Potencia máxima [Pmax]	320	325	330	335	340	345
Tolerancia**	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Tensión en Pmáx. [Vpm]	38.00	38.06	38.11	38.25	38.42	38.60
Corriente en Pmáx. [Ipmp]	8.42	8.54	8.66	8.76	8.85	8.94
Tensión de circuito abierto [Voc]	45.50	46.00	46.20	46.40	46.70	47.10
Corriente de cortocircuito [Isc]	8.76	8.96	9.13	9.23	9.32	9.41
Eficiencia del módulo [%]	16.46	16.72	16.97	17.23	17.49	17.74

*STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM 1.5 distribución espectral según EN 60904-3.

**La tolerancia puede ajustarse.

NOCT: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiación, 20°C de temperatura ambiente y 1 m/s de velocidad de viento
 Las especificaciones pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.

Fig. 3.8.14 Datos técnicos de un panel fotovoltaico compuesto por celdas tipo policristalinas. Fuente: [34].

3.8.4. Irradiancia solar, irradiación solar y horas solares pico

El dimensionamiento y uso de cualquier sistema solar fotovoltaico requiere del conocimiento de la disponibilidad de radiación solar en una superficie determinada. La intensidad de la luz solar que alcanza nuestro planeta varía según el momento del día y del año, el lugar y las condiciones climáticas. Por ello, a continuación, se especifican conceptos asociados a la capacidad de generación de electricidad de un panel fotovoltaico [33].

Se denomina *irradiancia* ($\vec{I}$) a la radiación solar que incide en una superficie, en un instante de tiempo determinado, por lo tanto, la unidad de esta magnitud es

[W/m²]. Mientras que *irradiación* ($\vec{H}$) se denomina a la energía proveniente del sol por unidad de superficie horizontal [kWh/m²]. Dicho en otras palabras, es la radiación solar que incide en una superficie horizontal en un período de tiempo determinado, por ejemplo, sobre una base diaria, [kWh/m².dia], mensual [kWh/m².mes], o anual [kWh/m². año]. Con la notación utilizada se enfatiza en el carácter vectorial de estas magnitudes. El valor de estas depende principalmente de la latitud del lugar geográfico en el que se esté realizando el estudio y de las condiciones climáticas. Sin embargo, el conocimiento de estos datos permite realizar el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, como así determinar la energía eléctrica que este es capaz de producir. En la Fig. 3.8.15 se aprecia una curva típica de irradiancia ($\vec{I}$) solar a lo largo de un día. Es importante notar que la irradiación ($\vec{H}$) diaria está representada en el mismo gráfico como el área bajo la curva, es decir, se cumple la siguiente relación mostrada en la ec. (3.8.2)

$$\vec{H} = \int_{t_1}^{t_2} \vec{I}.dt \quad [Wh/m^2] \quad (3.8.2)$$

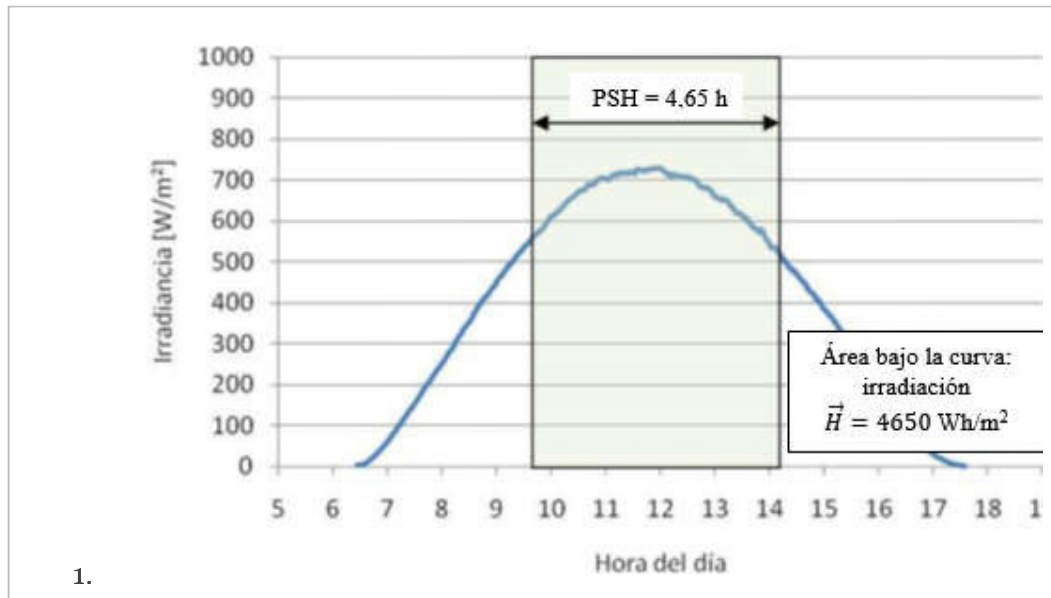


Fig. 3.8.15 Curva de irradiancia [W/m²] diaria. Representación de la irradiación en el plano horizontal [Wh/m²] y de las horas solares pico [PSH]. Fuente: elaboración propia.

En lugar de hacer referencia a la irradiación, otra forma de expresar la energía solar es mediante el concepto de *Horas Solares Pico* (PSH: Peak Sun Hours, en inglés). Este valor representa la cantidad de horas durante las cuales debe existir una hipotética irradiancia constante de 1000 W/m², para que la energía solar recibida durante esas horas sea igual a la irradiación recibida durante un día. Para

conocer el valor de las PSH sabiendo el valor de la irradiación diaria, simplemente se debe dividir este último valor por 1000 W/m² como se indica en la ec. (3.8.3).

$$PSH = \frac{|\vec{H}|}{1000 \text{ W/m}^2} \quad [h] \quad (3.8.3)$$

3.8.5. Perfil de generación de potencia FV

En este apartado se detallarán los pasos que se realizaron con el objetivo de conocer cuánta potencia son capaces de entregar hora a hora los sistemas FV, y cuánta energía eléctrica pueden generar en un período de tiempo determinado.

Cabe aclarar que existen varias fuentes de información de donde extraer datos para realizar las estimaciones de irradiación solar en el plano horizontal, como por ejemplo [35] y herramientas computacionales ([36]- [37]) para simular la producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos en las condiciones impuestas en el presente trabajo. Sin embargo, se ha adoptado el criterio de utilizar fuentes que sean mencionadas y recomendadas por organismos oficiales de nuestro País. Se pudieron comprobar diferencias no significativas entre los resultados utilizando unas u otras herramientas que no exceden los errores cometidos en la estimación de otras variables relacionados con cálculos eléctricos y datos constructivos de las viviendas donde se suponen instalados los paneles fotovoltaicos.

1) Irradiación global media diaria en el plano horizontal

Como se dijo en apartados anteriores, para conocer la energía eléctrica generada por un sistema FV fue necesario conocer la energía solar por unidad de superficie que incide en el lugar de emplazamiento de los paneles. Para hacerse de este dato, se utilizó la Guía del Recurso Solar [38] (guía que es presentada/referenciada en la página oficial de la Secretaría de Energía, Gobierno de la Rep. Argentina como fuente de datos) en la cual se presentan mapas con el valor medio diario de irradiación global¹⁶ sobre el plano horizontal, para los 12 meses del año. En la Fig. 3.8.16 se aprecian los mapas correspondientes a los meses de enero y julio.

Como puede apreciarse en los mapas, los valores de irradiación incidente dependen, principalmente, de la zona geográfica y del momento del año. Esto es así debido a que el sol no incide de la misma manera en todo el territorio, ni tampoco lo hace para los distintos meses del año. Por ejemplo, en la Fig. 3.8.17 se observa la diferencia entre la inclinación máxima que alcanza el sol en verano y en invierno.

¹⁶ Suma de la irradiación directa y la difusa

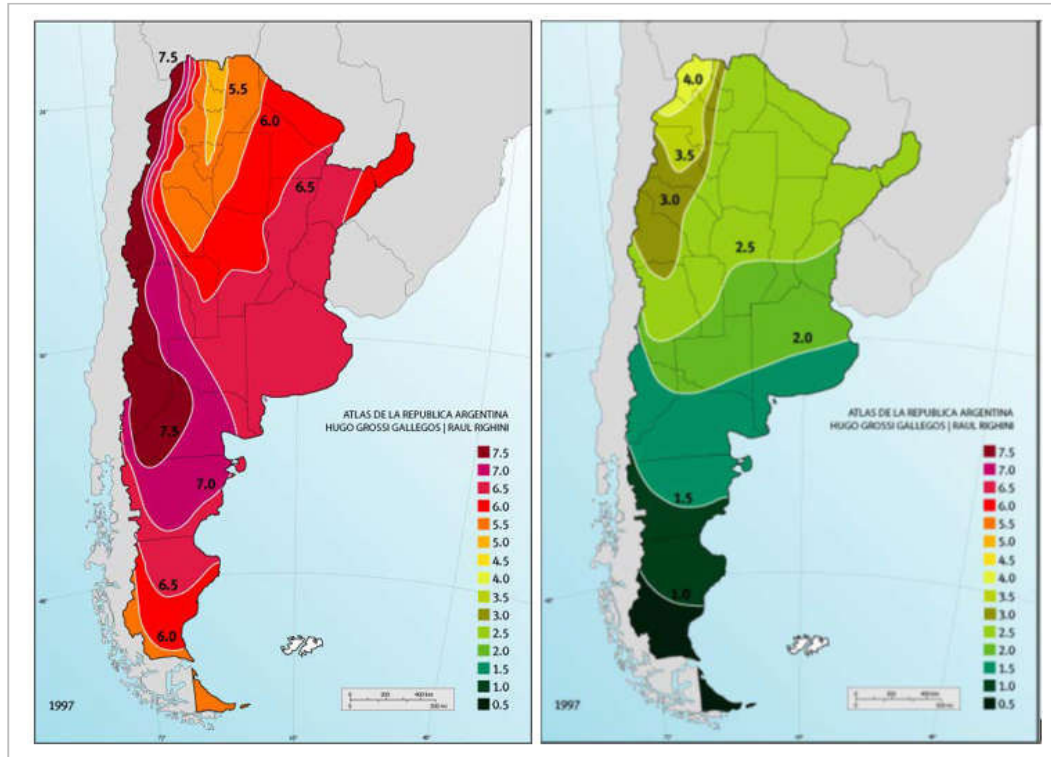


Fig. 3.8.16 Mapas de irradiación solar global media diaria en el plano horizontal [kWh/m^2], para los meses de enero (izquierda) y julio (derecha). Fuente: [38].

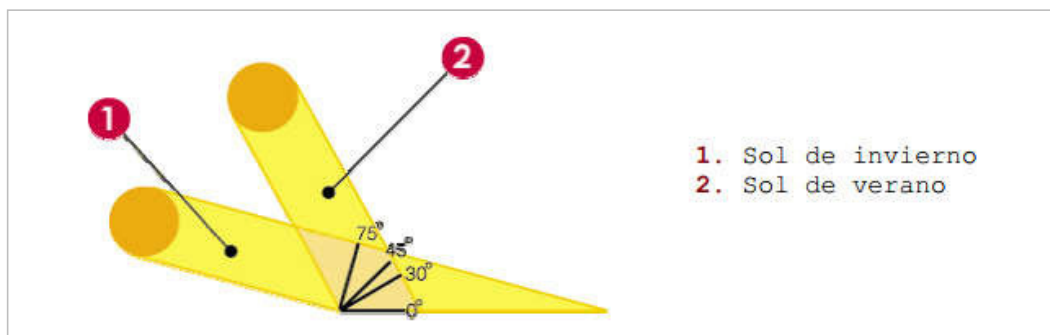


Fig. 3.8.17 Inclinação máxima alcanzada por el sol en verano y en invierno. Fuente: [31].

En la Tabla 3.8.2 se resumieron los valores de irradiación global media diaria en el plano horizontal para cada mes, para la ciudad de Mar del Plata. Estos valores fueron los datos de partida para hallar la curva de generación FV.

Tabla 3.8.2 Irradiación global media diaria en el plano horizontal [kWh/m²] para la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [38].

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
6,5	5,5	4,0	3,0	2,0	1,5	1,5	2,5	3,5	5,0	6,0	6,5

2) Curva horaria de irradiación global en el plano horizontal

Con los datos de irradiación horaria en el plano horizontal extraídos de la plataforma Web [39] y los de irradiación diaria total dados por [38] (Tabla 3.8.2), se pudo elaborar la Tabla 3.8.3 que contiene los valores de la de irradiación horaria en el plano horizontal de la ciudad de Mar del Plata utilizados en el presenta trabajo. La Fig. 3.8.18 muestra los valores mencionados en forma de curvas.

Tabla 3.8.3 Datos de irradiación global horaria en el plano horizontal [kWh/m²] para la Ciudad de Mar del Plara. Fuente: elaboración propia.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003
5:00:00	0,047	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025	0,076	0,084
6:00:00	0,189	0,108	0,041	0,009	0,000	0,000	0,000	0,003	0,043	0,148	0,226	0,234
7:00:00	0,362	0,269	0,169	0,103	0,041	0,015	0,016	0,066	0,167	0,305	0,389	0,397
8:00:00	0,522	0,427	0,311	0,236	0,147	0,094	0,093	0,182	0,301	0,452	0,532	0,549
9:00:00	0,654	0,558	0,427	0,350	0,249	0,182	0,176	0,290	0,408	0,563	0,639	0,669
10:00:00	0,737	0,643	0,503	0,414	0,307	0,241	0,229	0,357	0,465	0,624	0,699	0,740
11:00:00	0,769	0,681	0,540	0,447	0,336	0,266	0,256	0,387	0,495	0,654	0,718	0,763
12:00:00	0,775	0,692	0,548	0,450	0,328	0,262	0,256	0,388	0,487	0,637	0,710	0,752
13:00:00	0,717	0,652	0,511	0,406	0,283	0,223	0,224	0,349	0,439	0,569	0,650	0,695
14:00:00	0,630	0,571	0,426	0,316	0,201	0,151	0,161	0,269	0,351	0,464	0,549	0,601
15:00:00	0,505	0,443	0,307	0,196	0,096	0,062	0,079	0,161	0,231	0,331	0,422	0,477
16:00:00	0,355	0,294	0,172	0,070	0,012	0,003	0,010	0,048	0,103	0,182	0,268	0,329
17:00:00	0,191	0,137	0,044	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,045	0,111	0,170
18:00:00	0,047	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,037
19:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	6,50	5,50	4,00	3,00	2,00	1,50	1,50	2,50	3,50	5,00	6,00	6,5

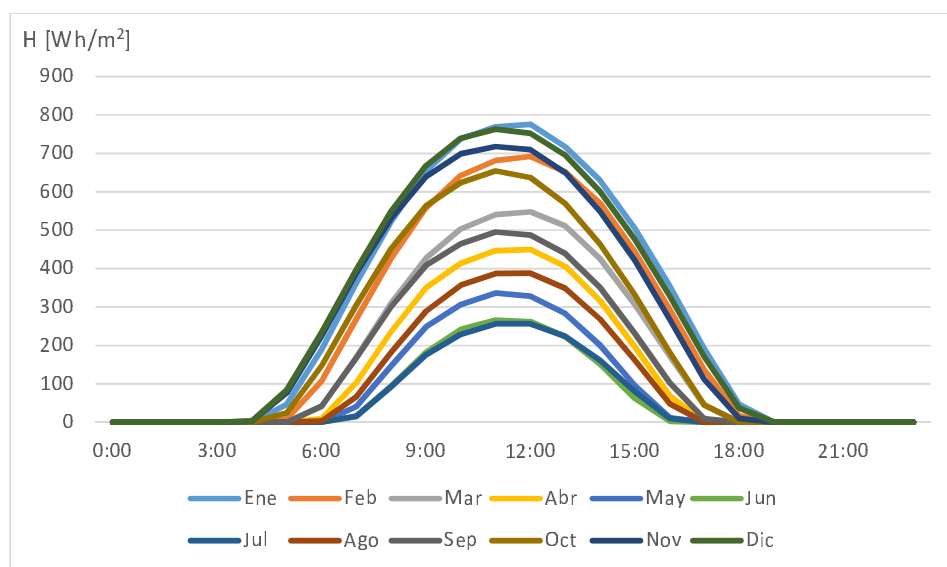


Fig. 3.8.18 Curva diaria de irradiación horaria en el plano horizontal [Wh/m²]. Fuente: elaboración propia.

Cabe destacar que estas curvas de irradiación en el plano horizontal son comunes a todos los usuarios-generadores, ya que no dependen de las características constructivas de las viviendas.

3) Factor de corrección por inclinación y orientación.

Los paneles solares producirían la mayor cantidad de energía eléctrica si se encontraran en todo momento orientados hacia el sol en un ángulo perpendicular con este, es decir, si se formara a cada instante un ángulo de 90° entre la superficie del panel y la línea imaginaria que une a este con el sol. Sin embargo, el astro tiene un desplazamiento relativo al panel durante el día y a lo largo del año, mientras que las placas solares utilizadas en instalaciones domiciliarias suelen tener posiciones fijas, esto es, inclinación y orientación constante [31].

Se define como *inclinación* de una placa solar (β , Fig. 3.8.19) al ángulo que se forma entre esta y el plano horizontal. Para el presente trabajo, debido a que la mayoría de las viviendas de la zona residencial bajo estudio son chalets con techo a dos aguas o losa, se consideró una inclinación promedio de $\beta = 30^\circ$.

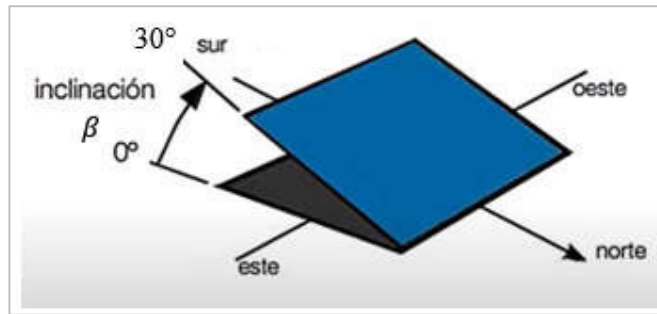


Fig. 3.8.19 Inclinación de una placa solar. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, se denomina *orientación* (o *ángulo de acimut*) de un panel solar (γ , Fig. 3.8.20) al ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano¹⁷ del lugar. La orientación óptima para paneles fijos ubicados en el hemisferio sur es hacia el norte [33]. Para el presente trabajo se consideraron dos valores de orientación que contemplan la gran mayoría de las viviendas, en función de la disposición de la cuadrícula urbana respecto al norte (Fig. 3.8.21). Estos fueron: $\gamma_1 = +35^\circ$ y $\gamma_2 = -55^\circ$.

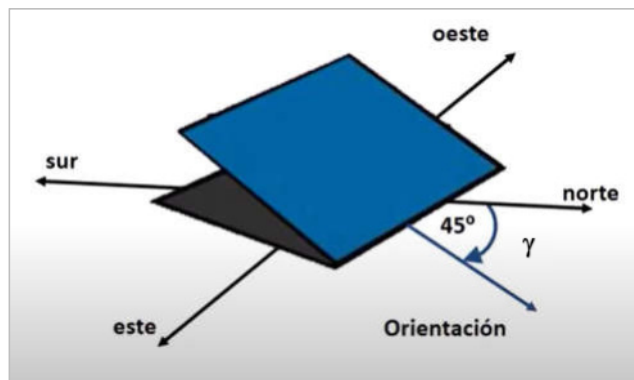


Fig. 3.8.20 Orientación de una placa solar (acimut). Fuente: elaboración propia

¹⁷ Los meridianos son las semicircunferencias máximas imaginarias del globo terrestre que pasan por los polos norte y sur.



Fig. 3.8.21 Orientación respecto al norte de los techos de las viviendas en el área residencial bajo estudio.
Fuente: elaboración propia

Por todo lo expuesto hasta el momento, es de notar que la irradiación que incide sobre las placas solares no es la que llega al plano horizontal, mencionada en los puntos 1) y 2) de esta sección, sino que se hace necesario corregir los valores de la curva de irradiación horarias (Fig. 3.8.18) para obtener el dato de irradiación que realmente llega al plano inclinado y orientado de la superficie del panel.

La Guía del Recurso Solar [38] propone en su Anexo II una serie de tablas de transposición para cada provincia. Estas brindan el factor de corrección (R) de la irradiación en el plano horizontal para diferentes ángulos de inclinación y orientación de las placas solares. Este factor se define según la ec.(3.8.4):

$$R_{\beta,\gamma} = \frac{H_{\beta,\gamma}}{H} \quad (3.8.4)$$

Dónde:

$R_{\beta,\gamma}$: factor de corrección para una placa con una inclinación β y un acimut γ ;

$H_{\beta,\gamma}$: módulo de la irradiación en el plano inclinado y orientado [kWh/m²];

H : módulo de la irradiación en el plano horizontal [kWh/m²].

Las tablas de transposición para cada provincia son 5: una para cada valor de acimut, desde 0° hasta $\pm 60^\circ$ con intervalos de 15° . Por lo tanto, se utilizaron las tablas con los valores de γ más próximos a los que se determinaron previamente para las viviendas analizadas: $\gamma_1 = +35^\circ$ y $\gamma_2 = -55^\circ$. Las tablas empleadas fueron para acimut $\pm 30^\circ$ (Tabla 3.8.4) y acimut $\pm 60^\circ$ (Tabla 3.8.5). Cabe aclarar que se trabajó con las tablas correspondientes a la provincia de La Pampa a pesar de que Mar del Plata no pertenece a tal jurisdicción. Esto se debió a que la latitud especificada de La Pampa ($36^\circ 34' S$) era la más próxima a la latitud de Mar del Plata ($37^\circ 58' S$).

Tabla 3.8.4 Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 30^\circ$.
Fuente: [38]

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,01	1,02	1,04	1,07	1,09	1,08	1,05	1,03	1,01	1,00	1,00	1,03
10	1,00	1,01	1,04	1,09	1,14	1,17	1,16	1,11	1,05	1,02	1,00	0,99	1,07
15	0,99	1,02	1,06	1,13	1,21	1,26	1,23	1,16	1,08	1,03	1,00	0,98	1,09
20	0,98	1,01	1,07	1,16	1,27	1,33	1,30	1,20	1,10	1,03	0,99	0,97	1,12
25	0,96	1,01	1,08	1,19	1,32	1,39	1,36	1,24	1,11	1,02	0,97	0,95	1,13
30	0,94	0,99	1,08	1,21	1,36	1,45	1,41	1,26	1,11	1,01	0,95	0,93	1,14
35	0,92	0,96	1,07	1,22	1,39	1,50	1,45	1,29	1,11	1,00	0,93	0,90	1,15
40	0,89	0,96	1,06	1,23	1,42	1,54	1,48	1,30	1,11	0,98	0,90	0,87	1,14
45	0,86	0,93	1,04	1,23	1,44	1,57	1,50	1,31	1,10	0,96	0,87	0,84	1,14
50	0,82	0,90	1,02	1,22	1,45	1,59	1,52	1,30	1,08	0,93	0,84	0,80	1,12
55	0,78	0,87	0,99	1,20	1,45	1,60	1,52	1,29	1,06	0,90	0,80	0,76	1,10
60	0,74	0,83	0,96	1,18	1,44	1,60	1,52	1,28	1,03	0,86	0,76	0,72	1,08
65	0,70	0,79	0,93	1,15	1,42	1,59	1,51	1,25	0,99	0,82	0,72	0,68	1,05
70	0,65	0,74	0,89	1,12	1,40	1,57	1,48	1,22	0,96	0,78	0,68	0,63	1,01
75	0,61	0,70	0,84	1,08	1,36	1,54	1,45	1,18	0,91	0,74	0,63	0,59	0,97
80	0,56	0,65	0,79	1,03	1,32	1,50	1,41	1,14	0,87	0,69	0,58	0,54	0,92
85	0,51	0,60	0,74	0,98	1,27	1,45	1,36	1,09	0,81	0,64	0,54	0,50	0,87
90	0,47	0,55	0,69	0,93	1,21	1,40	1,31	1,03	0,76	0,59	0,49	0,45	0,82

Tabla 3.8.5 Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 60^\circ$.
Fuente: [38].

TABLA 5 - $R = R_{TH}$ Latitud = $36^\circ 34'$ Localidad : Santa Rosa Aero Provincia : La Pampa													
Acimut = $\pm 60^\circ$													
β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,00	1,01	1,02	1,04	1,05	1,04	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00	1,02
10	0,99	1,00	1,02	1,04	1,06	1,10	1,09	1,06	1,03	1,01	1,00	0,99	1,03
15	0,99	1,00	1,02	1,06	1,11	1,14	1,13	1,08	1,04	1,01	0,99	0,98	1,05
20	0,98	1,00	1,03	1,08	1,14	1,18	1,16	1,10	1,04	1,00	0,98	0,97	1,05
25	0,96	0,99	1,03	1,09	1,16	1,21	1,19	1,12	1,04	0,99	0,97	0,96	1,06
30	0,94	0,97	1,02	1,10	1,16	1,23	1,21	1,13	1,04	0,96	0,95	0,94	1,06
35	0,92	0,96	1,01	1,10	1,19	1,25	1,22	1,13	1,03	0,97	0,93	0,91	1,05
40	0,90	0,94	0,99	1,09	1,20	1,27	1,23	1,13	1,02	0,95	0,91	0,89	1,04
45	0,87	0,91	0,98	1,08	1,20	1,27	1,24	1,12	1,00	0,93	0,88	0,86	1,03
50	0,84	0,88	0,95	1,07	1,19	1,27	1,23	1,11	0,98	0,90	0,85	0,83	1,01
55	0,81	0,85	0,93	1,05	1,18	1,26	1,22	1,10	0,96	0,87	0,82	0,80	0,99
60	0,77	0,82	0,90	1,02	1,16	1,25	1,21	1,07	0,93	0,84	0,78	0,76	0,96
65	0,74	0,79	0,87	0,99	1,14	1,23	1,18	1,05	0,90	0,80	0,75	0,72	0,93
70	0,70	0,75	0,83	0,96	1,11	1,20	1,16	1,02	0,87	0,77	0,71	0,69	0,90
75	0,66	0,71	0,79	0,92	1,07	1,17	1,12	0,96	0,83	0,73	0,67	0,65	0,86
80	0,62	0,67	0,75	0,88	1,03	1,13	1,08	0,94	0,79	0,69	0,63	0,61	0,82
85	0,58	0,63	0,71	0,84	0,99	1,08	1,04	0,89	0,75	0,65	0,59	0,57	0,78
90	0,54	0,59	0,67	0,79	0,94	1,03	0,99	0,85	0,70	0,61	0,55	0,53	0,73

El factor de corrección ($R_{\beta,\gamma}$) es un dato propio de cada usuario-generador, ya que el valor depende de las características constructivas de cada vivienda: inclinación y orientación del techo.

4) Cantidad de paneles de un sistema FV

Finalmente, se determinó la cantidad de paneles a instalar en cada vivienda. Para ello, se tuvieron en cuenta cuatro criterios y se eligió la cantidad de placas que resultó la menor entre ellos.

Criterio I: con la ayuda de la herramienta geográfica Google Earth se inspeccionó¹⁸ la vista en planta de cada una de las viviendas con el objetivo de determinar la superficie disponible en los techos o patios en los cuales podían instalarse los paneles solares. En la Fig. 3.8.22 se observa cómo se utilizaron las herramientas proporcionadas por la aplicación web para el cálculo de la superficie disponible sobre el techo de una casa en particular.

¹⁸ Mediante esta inspección, además, se determinó el acimut de cada usuario-generador.

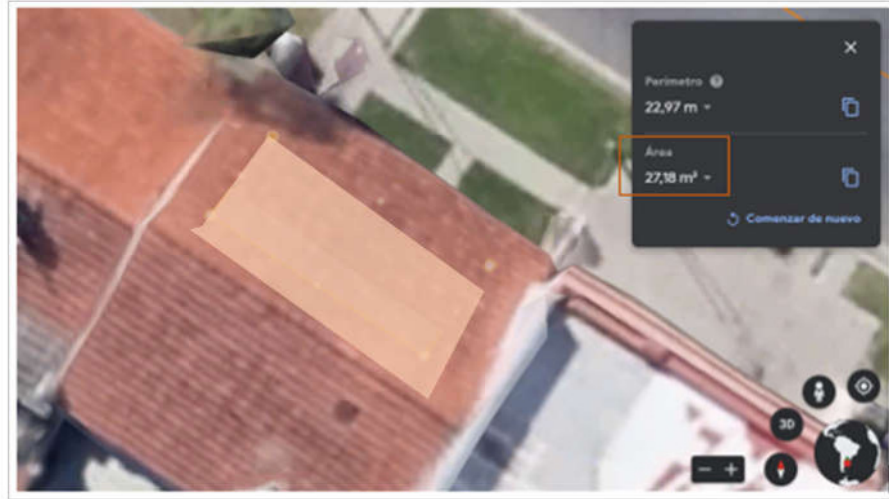


Fig. 3.8.22 Determinación de la superficie disponible en el techo de una vivienda, mediante herramientas de Google Earth. Fuente: elaboración propia.

Conociendo las dimensiones de la placa, brindadas por el fabricante en la hoja de datos, es posible determinar la cantidad de paneles máxima a instalar con este criterio (ec. (3.8.5)).

$$N_{C1} = \frac{S_{disp}}{S_{placa}} \quad (3.8.5)$$

Dónde:

N_{C1} : cantidad máxima de paneles a instalar, según el Criterio 1. (Valor redondeado al entero inferior);

S_{disp} : superficie disponible para realizar la instalación FV [m²];

S_{placa} : superficie de cada placa solar (1,94m², ver Fig. 3.8.23).

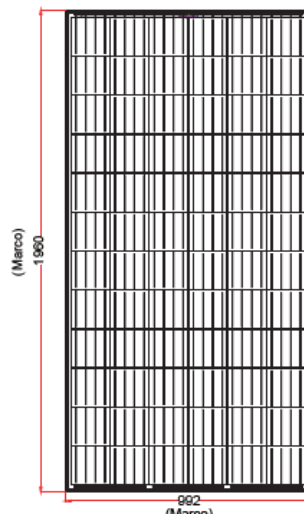


Fig. 3.8.23 Dimensiones (en mm) de la placa solar utilizada: SOL-6P-72-345-4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.

Criterio 2: en este caso se determinó la cantidad de paneles a instalar considerando que la instalación FV genere a lo largo del año, como máximo, la misma cantidad de energía anual consumida por el usuario.

Este criterio surge de una metodología adoptada por los instaladores de sistemas fotovoltaicos que, si tener un sustento técnico justificable, es muy utilizado en el ámbito local.

El dato de energía anual consumida por cada usuario fue suministrado por la empresa distribuidora local. Por otro lado, se determinó que un único panel SOL-6P-72-345-4BB (con $P_p = 345 W_p$, Tabla 3.8.6) genera anualmente $425 kWh$ de energía eléctrica, cálculo que se detalla en el Anexo III.

Tabla 3.8.6 Características técnicas de las placas solares utilizadas. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.

Modelo	SOL-6P-72-XXX-4BB, XXX = Potencia Nominal P_{max} [W]					
Potencia máxima [Pmax]	320	325	330	335	340	345
Tolerancia**	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Tension en Pmáx. [Vpm]	38.00	38.06	38.11	38.25	38.42	38.60
Corriente en Pmáx. [Ipmp]	8.42	8.54	8.66	8.76	8.85	8.94
Tensión de circuito abierto [Voc]	45.50	46.00	46.20	46.40	46.70	47.10
Corriente de cortocircuito [Isc]	8.76	8.96	9.13	9.23	9.32	9.41
Eficiencia del módulo [%]	16.46	16.72	16.97	17.23	17.49	17.74

*STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM 1.5 distribución espectral según EN 60904-3.

**La tolerancia puede ajustarse.

NOCT: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad de viento

Las especificaciones pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso

Por lo tanto, la cantidad de paneles según este criterio se puede determinar mediante la expresión de la ec. (3.8.6):

$$N_{C2} = \frac{E_{cons}}{E_{FV}} \quad (3.8.6)$$

Dónde:

N_{C2} : cantidad máxima de paneles a instalar, según el Criterio 2. (Valor redondeado al entero inferior);

E_{cons} : energía anual consumida por el usuario [kWh/año];

E_{FV} : energía anual generada por la instalación fotovoltaica (425 kWh/año).

Criterio 3: respecto a la potencia del sistema fotovoltaico a instalar, la Ley N°27.424 [5] menciona en su Artículo 4°:

*“Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables **hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con el distribuidor para su demanda [...]**”*

Por lo que la cantidad de paneles a instalar según este criterio se determina como indica la ec. (3.8.7):

$$N_{C3} = \frac{P_{cont}}{P_p} \quad (3.8.7)$$

Dónde:

N_{C3} : cantidad de paneles a instalar, según el Criterio 3. (Valor redondeado al entero inferior);

P_{cont} : potencia contratada con la Empresa Distribuidora Local [kW]. Según el cuadro tarifario vigente, los usuarios residenciales, categoría T1, son aquellos con potencia contratada de hasta 10kW [40];

P_p : potencia pico de cada placa fotovoltaica [kW].

Criterio 4: respecto al reglamento de servicio de la empresa distribuidora que establece que si la potencia demandada por un usuario es mayor a 5kW se deberá solicitar un suministro trifásico.

Esta potencia (N_{C4}) se impone como limitante dado que, para todos los casos analizados, los suministros del tipo residencial son del tipo monofásico, y por otro lado se suma el elevado costo que implicaría la instalación de un sistema convertidor fotovoltaico trifásico.

Finalmente, la cantidad de paneles (N_p) a instalar fue la menor entre las calculadas para cada criterio (ec.(3.8.8)).

$$N_p = \min(N_{C1}; N_{C2}; N_{C3}; N_{C4}) \quad (3.8.8)$$

5) Rendimiento de la instalación

El rendimiento de una instalación fotovoltaica está determinado por la eficiencia del inversor, de los paneles y pérdidas activas en el conjunto de los componentes. La eficiencia varía con la potencia a la que se encuentren trabajando los equipos y se ve afectada por las condiciones de operación, así como por la latitud del lugar y la temperatura de funcionamiento de los módulos FV. El Manual de GD citado por fuentes oficiales [41] propone la utilización de los factores de corrección globales (FS) listados en la Tabla 3.8.7, con el objetivo de tener en cuenta el rendimiento de toda la instalación fotovoltaica, incluyendo los paneles, inversor, cables, etc. Estos factores de corrección aproximados se consideran aceptables para el desarrollo de este trabajo, entendiendo que para una mayor precisión en el dimensionamiento se debe calcular cada pérdida por separado.

Tabla 3.8.7 Factores de corrección para tener en cuenta el rendimiento del equipo inversor. Fuente: [41]

Latitud	FS
(55-70°)	0,65-0,8
(45-55°)	0,75-0,9
(35-45°)	0,85-1,0

Dado que la ciudad de Mar del Plata se encuentra a una latitud de 37° 58', se decidió utilizar el factor de corrección más desfavorable. Por lo tanto, se tomó FS=0,85.

6) Energía generada por la instalación FV

Una vez conocida la irradiación en el plano de interés, la inclinación y acimut de la instalación FV y la cantidad de paneles a instalar, fue posible estimar la energía eléctrica generada por la instalación en cada domicilio, para cada hora del día y para cada mes del año, mediante la ec. (3.8.9).

$$\begin{aligned} E_{h,M} &= FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot PSH = FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot \frac{H_{\beta,\gamma,h,M}}{1 \text{ kW/m}^2} = \\ &= FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot \frac{H_{h,M} \cdot R_{\beta,\gamma,M}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad [Wh] \end{aligned} \quad (3.8.9)$$

Dónde:

$E_{h,M}$: energía eléctrica generada durante la hora h , en el mes M [Wh];

FS : factor de corrección por rendimiento de la instalación [-];

N_p : número de paneles instalados en el domicilio;

P_p : potencia pico de la placa solar [Wp];

PSH : horas solares pico [h];

$H_{\beta,\gamma,h,M}$: irradiación en el plano de interés para la hora h en el mes M [kWh/m²];

$H_{h,M}$: irradiación en el plano horizontal para la hora h en el mes M [kWh/m²];

$R_{\beta,\gamma,M}$: factor de corrección para una inclinación β y un acimut γ , para el mes M .

Para clarificar los cálculos, en el título 8) de la presente sección se realiza un ejemplo práctico. También, es de interés recordar que la potencia pico de un panel solar es la potencia capaz de ser entregada por el módulo cuando una radiación de 1000Wh/m² incide sobre él. Para el caso de estudio, los paneles utilizados tienen una potencia pico de 345Wp (como se indica en la Tabla 3.8.6). Por otro lado, las horas solares pico representan la cantidad de horas durante las cuales debe existir una hipotética irradiancia constante de 1 kW/m², para que la energía solar recibida durante esas horas sea igual a la irradiación en el plano de interés.

7) Carga de datos de potencia generada en el software DIGSILENT

La ec. (3.8.9) representa la curva de potencia generada a cada hora del día, para cada mes, por cada usuario-generador. Sin embargo, dicha curva se desdobló en dos tipos de datos al ser almacenada en el software de simulación. Por un lado y como se mencionó en 2), la curva diaria de irradiación en el plano horizontal (representada por el factor $H_{h,M}$ en la ec. (3.8.9)) es común a todos los usuarios ya que no depende de las características constructivas de la vivienda ni del tamaño de la instalación FV. Por lo tanto, dicha curva de valores horarios se asignó a todos los usuarios-generadores en del sistema (Fig. 3.8.24).

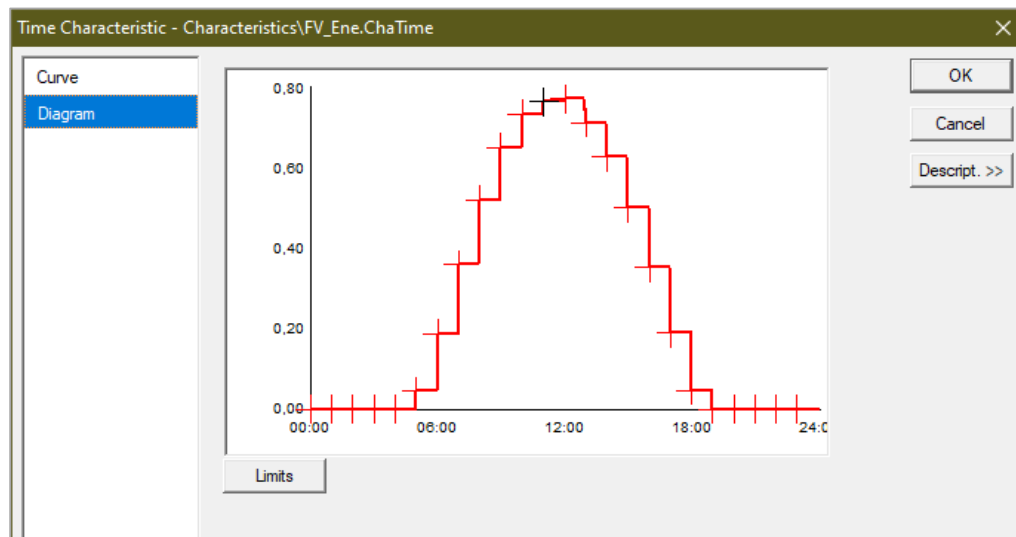


Fig. 3.8.24 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal para el mes de enero [kWh/m²].
Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, se almacenó una curva con valores mensuales (Fig. 3.8.25), la cual tiene en cuenta los demás factores de la ecuación, que son exclusivos para cada usuario-generador: potencia pico de la instalación FV ($N_p.P_p$), factor de corrección por inclinación y orientación para cada mes ($R_{\beta,\gamma,M}$).

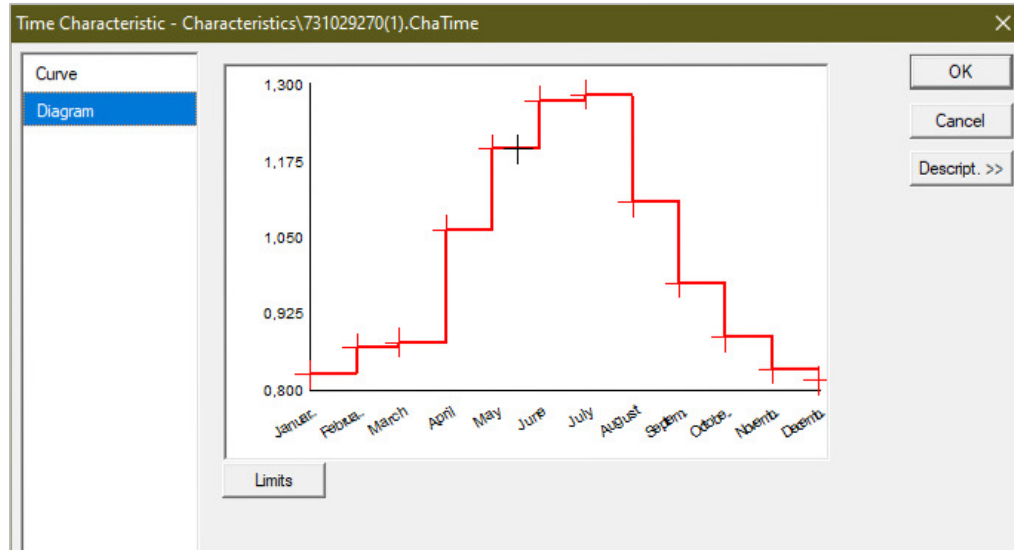


Fig. 3.8.25 Curva característica de un usuario en particular, teniendo en cuenta potencia pico de la instalación FV y el factor de corrección por inclinación y orientación [kWh]. Fuente: elaboración propia.

8) Ejemplo de obtención de un valor instantáneo de la curva de generación FV

El presente ejemplo tiene por intención aclarar cómo el programa obtiene los valores de energía FV generada en una hora determinada ($E_{h,M}$) para un usuario en particular (ID del usuario: 730059544 para este ejemplo), en función de la característica de irradiación en el plano horizontal para la hora h en el mes M ($H_{h,M}$), y la característica relacionada con datos constructivos de la vivienda.

El instante en el que se analizan ambas características es el viernes 17 de mayo de 2019 a las 11:00. Como se observa en la Tabla 3.8.8 el valor de irradiación global en el plano horizontal para un día del mes de mayo a las 11:00hs es $H = 0,336 \text{ kWh/m}^2$.

Tabla 3.8.8 Datos de irradiación global horaria en el plano horizontal [kWh/m²]. Fuente: elaboración propia.

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5:00:00	0,047	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00:00	0,189	0,108	0,041	0,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,043	0,148	0,226
7:00:00	0,362	0,269	0,149	0,103	0,041	0,015	0,016	0,066	0,167	0,305	0,389	0,397
8:00:00	0,522	0,427	0,311	0,236	0,147	0,094	0,093	0,182	0,301	0,452	0,532	0,549
9:00:00	0,654	0,538	0,427	0,350	0,249	0,182	0,176	0,290	0,408	0,563	0,639	0,669
10:00:00	0,737	0,643	0,503	0,414	0,307	0,241	0,229	0,357	0,465	0,624	0,699	0,740
11:00:00	0,768	0,681	0,540	0,447	0,336	0,266	0,256	0,387	0,495	0,654	0,718	0,763
12:00:00	0,775	0,692	0,548	0,450	0,328	0,262	0,256	0,388	0,487	0,637	0,710	0,752
13:00:00	0,717	0,652	0,511	0,406	0,283	0,223	0,224	0,349	0,439	0,569	0,650	0,695
14:00:00	0,630	0,571	0,426	0,316	0,201	0,151	0,161	0,269	0,351	0,464	0,549	0,601
15:00:00	0,505	0,443	0,307	0,196	0,096	0,062	0,079	0,161	0,231	0,331	0,422	0,477
16:00:00	0,355	0,294	0,172	0,070	0,012	0,003	0,010	0,048	0,103	0,182	0,268	0,329
17:00:00	0,191	0,137	0,044	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,045	0,111
18:00:00	0,047	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	6,50	3,50	4,00	3,00	2,00	1,50	1,50	2,50	3,50	5,00	6,00	6,5

La curva completa para un día de mayo queda representada en el gráfico de la Fig. 3.8.26 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m²] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

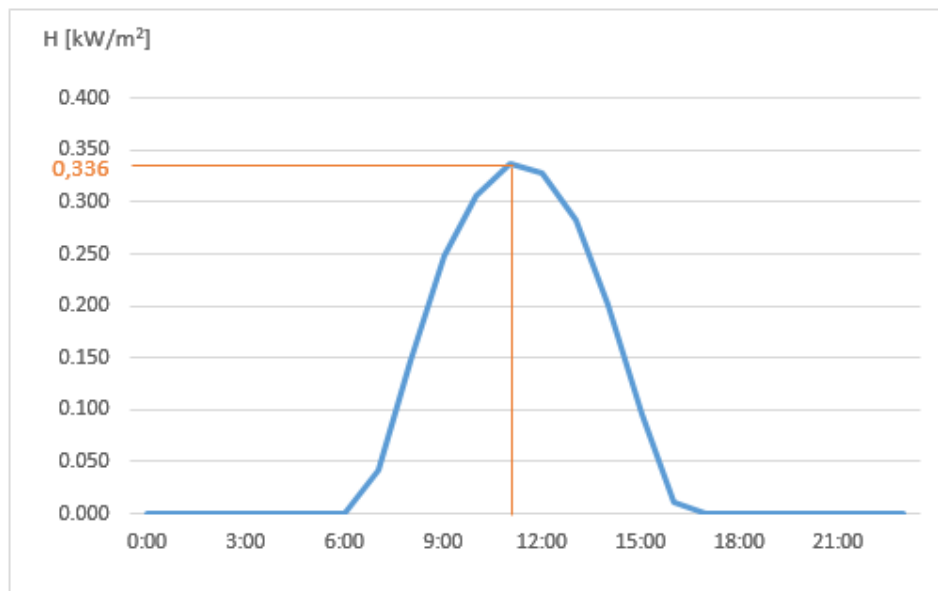


Fig. 3.8.26 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m²] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

Esta curva es común para todos los usuarios-generadores dado a que se trata de la irradiancia que llega al plano horizontal a lo largo de un día. En el entorno del programa DIGSILENT se almacenó como se observa en la Fig. 3.8.27.

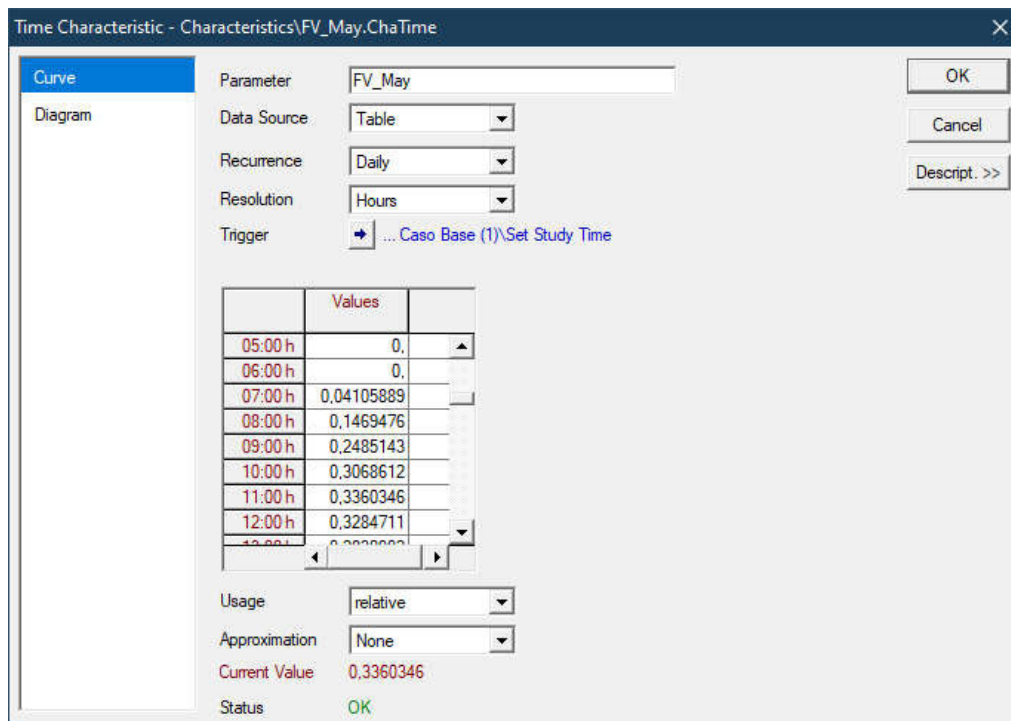


Fig. 3.8.27 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kW/m^2] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, como puede verse en la Fig. 3.8.28, el techo de la vivienda tiene una orientación con respecto al norte de $\gamma = +35^\circ$. Por lo tanto, el factor de corrección correspondiente se extrajo de la Tabla 3.8.4 que para el mes de mayo es $R = 1,36$.

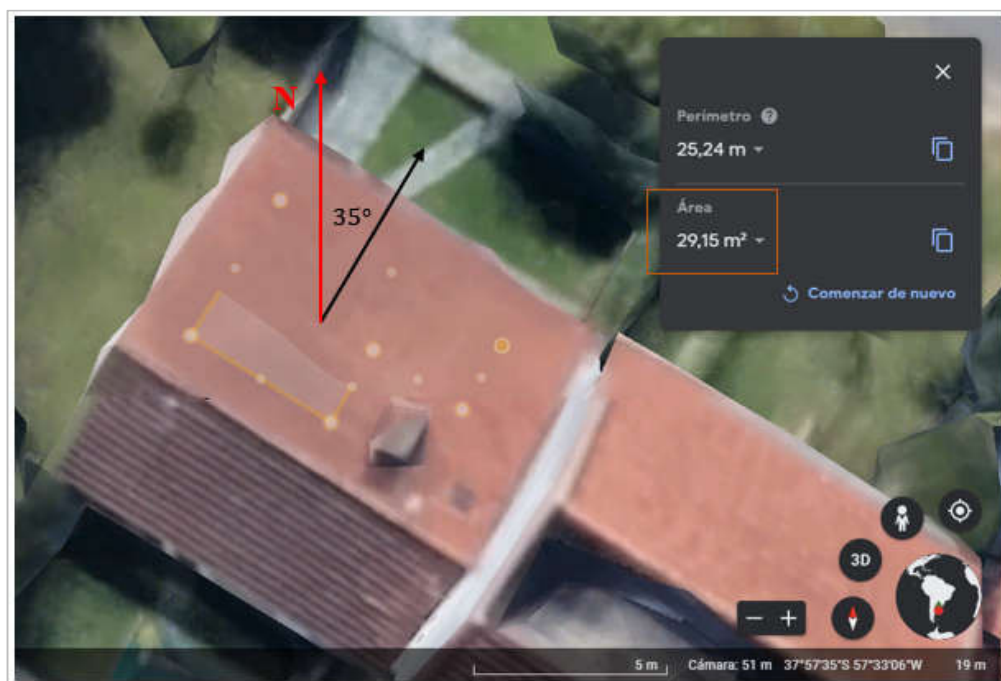


Fig. 3.8.28 Orientación del techo y medición de superficie disponible del usuario 730059544. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 3.8.28 se observa que la superficie disponible para la instalación FV es de aproximadamente $S_{disp} = 29m^2$. Por lo mencionado en el punto 4), la cantidad de placas solares a instalar según el *Criterio 1* se determinó mediante la ec. (3.8.5):

$$N_{c1} = \frac{S_{disp}}{S_{placa}} = \frac{29m^2}{1,94m^2} \cong 14 \text{ placas}$$

Para determinar el número de paneles teniendo en cuenta el *Criterio 2*, se sabía que el consumo anual de energía del usuario 730059544 era de $E_{cons} = 1238 \text{ kWh/año}$. Por lo tanto, se hizo uso de la ec. (3.8.6).

$$N_{c2} = \frac{E_{cons}}{E_{FV}} = \frac{1238 \text{ kWh/año}}{425 \text{ kWh/año}} \cong 2 \text{ placas}$$

La cantidad de paneles a instalar considerando el *Criterio 3* surgió de aplicar la ec. (3.8.7). Sin embargo, utilizando el valor de potencia contratada según el cuadro tarifario vigente para usuarios residenciales (10kW), el número de paneles resultó siempre excesivo respecto a los otros dos criterios, por lo tanto, este último se desestimó.

$$N_{c3} = \frac{P_{cont}}{P_p} = \frac{10 \text{ kW}}{0,345 \text{ kW}} \cong 28 \text{ placas}$$

Si se adoptara el *Criterio 4* como limitante, el cálculo de la cantidad de placas a instalar en el domicilio estaría dado por la siguiente expresión:

$$N_{c4} = \frac{P_{cont}}{P_p} = \frac{5 \text{ kW}}{0,345 \text{ kW}} \cong 14 \text{ placas}$$

Por lo tanto, la cantidad de paneles a instalar fue la menor entre los criterios considerados:

$$N_p = 2 \text{ placas}$$

Finalmente, la segunda característica almacenada en el entorno de DigSILENT tuvo en cuenta el rendimiento de la instalación ($FS=0,85$), la cantidad de paneles, la potencia pico de las placas y el factor de corrección por inclinación y orientación, es decir, para el mes de mayo:

$$FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot R_{\beta,\gamma} = 0,85 \cdot 2placas \cdot 0,345 kW \cdot 1,36 = 0,79764 kW$$

Este valor puede encontrarse en la Fig. 3.8.29 la cual muestra cómo fue almacenada la característica de generación FV que tiene en cuenta únicamente parámetros propios de cada usuario-generador, para cada mes del año.

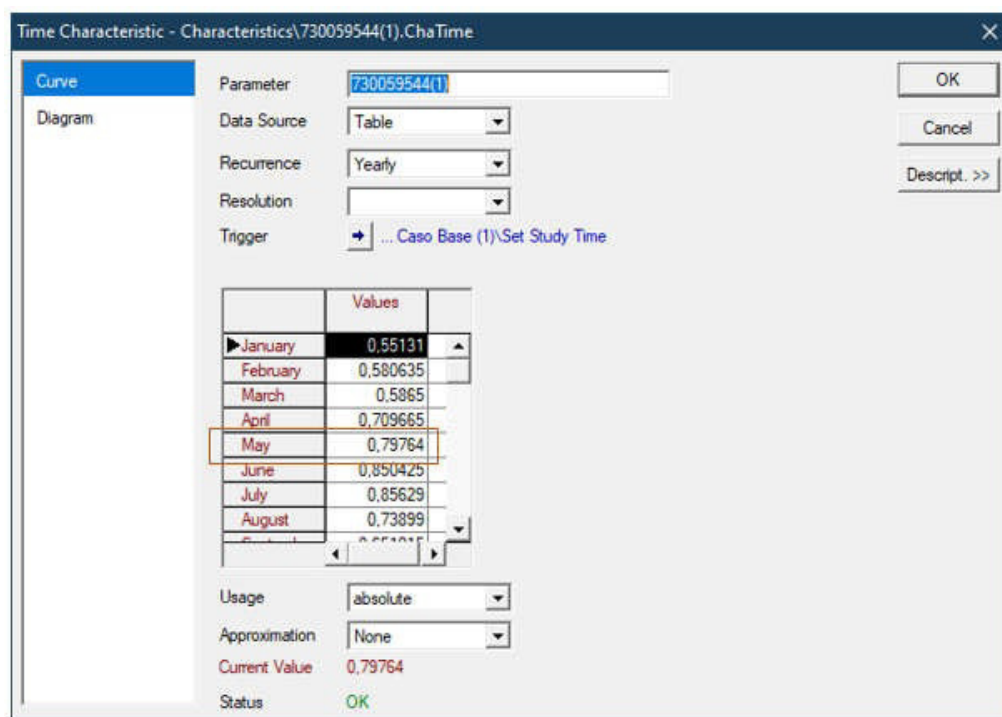


Fig. 3.8.29 Característica mensual que tiene en cuenta parámetros propios del usuario-generador 730059544. Fuente: elaboración propia

Finalmente, el software internamente realiza la multiplicación de ambas características (Fig. 3.8.30) para obtener el valor actual correspondiente a la fecha y hora seleccionadas.

Edit Characteristics								
	Characteristic Cha*	Unit	Active	Trigger Active	Current Value		OK	Cancel
1	730059544(1)	Months	☒	☒	0,79764 kW			
2	Perfil Generacion FV Diaria x	Hours	☒	☒	0,336035 p.u.			
					Actual Value			
					0,268 kW			

Fig. 3.8.30 Valores actuales de ambas características y valor real para el usuario-generador 730059544, para la fecha y hora establecidas. Fuente: elaboración propia.

Para concluir con este ejemplo, en la Fig. 3.8.31 se representa el gráfico diario de potencia generada por el sistema fotovoltaico instalado en el techo del usuario-generador 730059544 a lo largo de un día del mes de mayo.

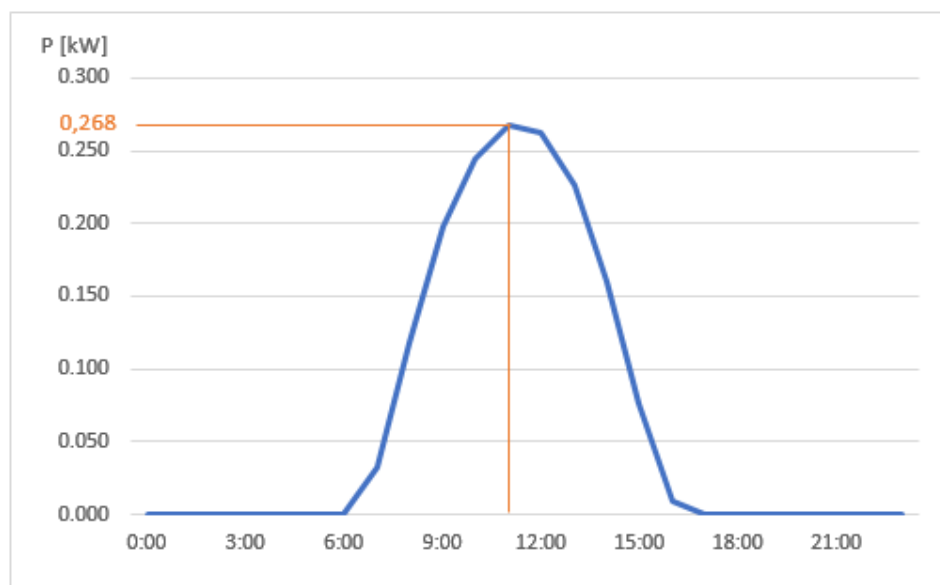


Fig. 3.8.31 Curva diaria de potencia FV generada por el usuario-generador 730059544, en mayo. Fuente: elaboración propia.

3.9 Escenarios de simulación de demanda y generación FV

Se define un escenario como una descripción parcial y concreta del comportamiento de un sistema en una determinada situación de análisis.

En cada escenario se definen parámetros que permanecen constantes durante el análisis y a su vez se evalúa la conducta del sistema por inspección de los resultados que adoptan otras variables.

En el Artículo 3.2.3 “Estudios de Viabilidad de Conexión” del Anexo de la Res 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía [7] establece la necesidad de evaluar el comportamiento del sistema de distribución ante la inserción de generación distribuida, a los efectos de que no se comprometa el adecuado funcionamiento de la red:

*“Los estudios de viabilidad de conexión, a cargo del Distribuidor, **deben considerar la modelación explícita de los alimentadores** y principales componentes afectados por los Equipos de Generación Distribuida, según corresponda.”*

*“Dichos estudios deberán **contemplar dos escenarios de operación de la red** y de los Equipos de Generación Distribuida tal como se describe a continuación. Ambos escenarios se plantean con el objetivo de verificar que los Equipos de Generación Distribuida no comprometan el adecuado funcionamiento de la red permitiendo, a su vez, identificar las causas de cualquier potencial desvío.”*

En el Artículo 3.2.3.1 de la misma Resolución se establece en qué circunstancias se deben realizar los estudios de factibilidad, definiendo los escenarios de análisis.

Escenario 1: *Demanda máxima sin Equipos de Generación Distribuida conectados a la red de distribución. Dicho escenario representa el estado de la red previo a la incorporación de los Equipos de Generación Distribuida y será utilizado como base para el Escenario 2.*

Escenario 2: *Demanda mínima en el momento en que se prevé que los Equipos de Generación Distribuida ya conectados y aquellos previstos de conectar o con Reserva de Potencia estén inyectando a la red de distribución, incluyendo los del usuario solicitante.*

Para el caso de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica se considerará como demanda mínima en el alimentador a la

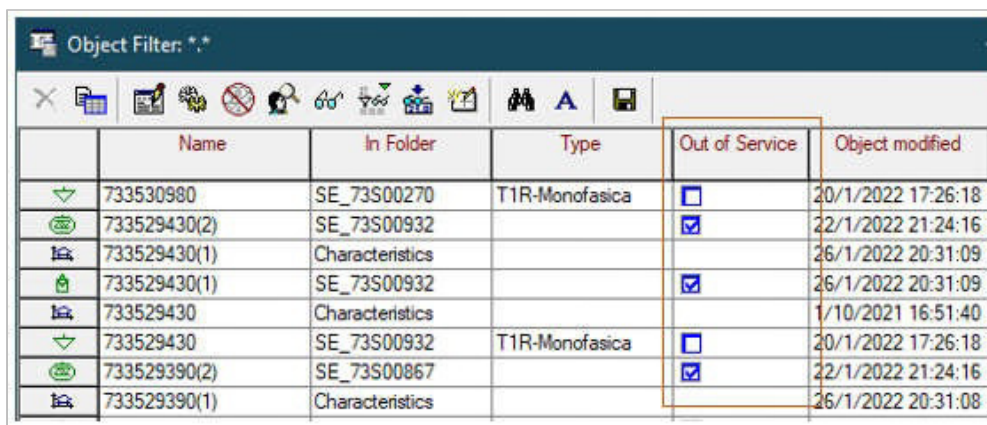
registrada anualmente en condiciones normales de funcionamiento para la franja horaria entre las DIEZ (10) y las CATORCE (14) horas.

Para los escenarios planteados, la normativa prevé el estudio de los niveles de tensión en distintos puntos de la red de distribución y la cargabilidad de los conductores que lo componen.

Tomando como referencia lo estipulado por la normativa y en función de los objetivos propuestos para el presente trabajo, se plantearon distintos escenarios de funcionamiento de la red que exceden los enunciados precedentemente. Se simularon distintos grados de inserción de equipos de generación fotovoltaica en el sistema y para cada uno de ellos se evaluaron las variables que describen el comportamiento de la red en cada circunstancia particular.

La metodología llevada a cabo para definir los escenarios de simulación en el entorno del programa DigSilent, se desarrolla a continuación.

Estando el sistema de distribución modelado con todos sus componentes, tal como se expuso en el Apartado 3.6., el programa permite definir diferentes escenarios modificando ciertos parámetros de activación/desactivación de los elementos gráficos (cargas, paneles, transformadores, etc.). En la Fig. 3.9.1 se muestra una ventana en la cual se puede activar o desactivar un panel fotovoltaico marcando el casillero correspondiente de la columna *Out of Service*.



	Name	In Folder	Type	Out of Service	Object modified
▼	733530980	SE_73S00270	T1R-Monofasica	☐	20/1/2022 17:26:18
☺	733529430(2)	SE_73S00932		☒	22/1/2022 21:24:16
ⓘ	733529430(1)	Characteristics			26/1/2022 20:31:09
☺	733529430(1)	SE_73S00932		☒	26/1/2022 20:31:09
ⓘ	733529430	Characteristics			1/10/2021 16:51:40
▼	733529430	SE_73S00932	T1R-Monofasica	☐	20/1/2022 17:26:18
☺	733529390(2)	SE_73S00867		☒	22/1/2022 21:24:16
ⓘ	733529390(1)	Characteristics			26/1/2022 20:31:08

Fig. 3.9.1 Parámetro *Out of Service* activo y desactivo en ciertos elementos de la red. Fuente: elaboración propia.

De esta forma, se definió, en primer lugar, un escenario denominado *Escenario Base*. Este representa la situación actual de la red eléctrica de distribución en la

que no existe generación FV instalada en ella. Por lo tanto, todos los elementos *PV System* (paneles fotovoltaicos) se inhabilitaron para este escenario. Esta configuración de la red fue tomada como base de comparación para los demás escenarios en los que sí se considera que existe generación de energía de origen fotovoltaico por parte de los usuarios-generadores.

En una siguiente instancia, se definieron otros 5 escenarios, cada uno de ellos con un nivel o porcentaje diferente de generación FV definido por una distribución territorial de paneles activos e inactivos.

El objetivo fue poder analizar y comparar con el *Escenario Base* el comportamiento de la red para niveles bajos, medios y altos de generación de energía eléctrica FV.

Los porcentajes definidos fueron 20%, 40%, 60%, 80% y 100%. En este último, todos los sistemas FV se encontraban habilitados en el entorno del programa. Para la definición de los 4 escenarios intermedios se tuvo en cuenta un criterio de distribución territorial homogénea. Esto es, que los sistemas FV activos no estén concentrados en una zona específica del área abastecida por el distribuidor. Con tal propósito, se dejaron activos, en forma aleatoria, k de cada 5 sistemas FV consecutivos en el listado de paneles, donde el valor de k depende del escenario considerado, según la Tabla 3.9.1. En cada incremento del porcentaje de inserción se conservaron los anteriormente activados.

Tabla 3.9.1 Valor de k según el escenario. Fuente: elaboración propia.

Escenario	k (Sistemas FV activos por cada 5)
20%	1
40%	2
60%	3
80%	4
100%	5

En la Tabla 3.9.2 se muestra la cantidad de paneles activos en toda la red para cada escenario y el porcentaje equivalente respecto a la cantidad total de usuarios (6100).

Tabla 3.9.2 Cantidad de sistemas fotovoltaicos activos en cada escenario. Fuente: elaboración propia

Escenario	Cantidad Sistemas FV activos	Porcentaje Sistemas FV activos/usuarios
20%	719	11,7%
40%	1439	23,6%
60%	2159	35,4%
80%	2879	47,1%
100%	3599	59%

En la Fig. 3.9.2 puede observarse la distribución espacial aleatoria de los paneles fotovoltaicos en estado activo para un escenario del 40% de inserción para un sector abastecido por la Subestación SE_73Soo422.

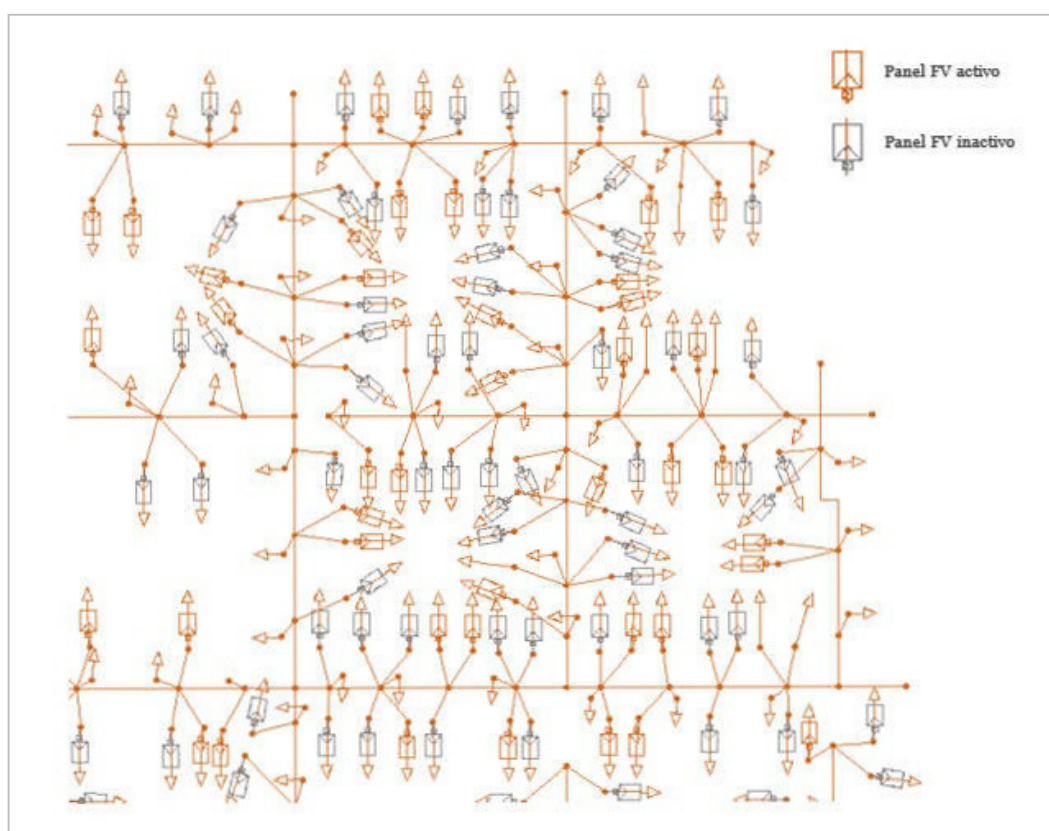


Fig. 3.9.2 Distribución espacial de paneles FV activos e inactivos en la SE_73Soo422. Fuente: elaboración propia

En la Fig. 3.9.3 se presenta una ventana del software DIgSILENT en donde se listan los 6 escenarios creados en el entorno.

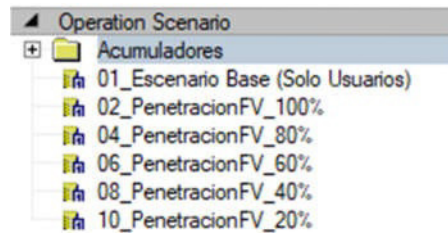


Fig. 3.9.3 Lista de escenarios en DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.

Comentario:

Podría haberse adoptado otro criterio para definir el porcentaje de penetración de generación de origen fotovoltaico el cual fue adoptado por varios autores referenciados en el Apartado 2. El mismo hubiese consistido en activar todos los paneles FV y definir un porcentaje de generación para cada uno de ellos en cada escenario.

Este criterio resulta menos realista ya que la capacidad de generación de un panel no es una variable que se pueda controlar. Por el contrario, resulta factible habilitar o deshabilitar el funcionamiento de un equipo, tratando de emular su instalación efectiva en un domicilio o falta de ella.

3.10 Simulación Cuasi-dinámica

Para cada escenario definido se realizó una simulación Cuasi-dinámica para el período total de estudio que abarca desde el 01/01/2019 al 31/12/2019 (Apartado 3.5). Se seleccionaron 24 variables a monitorear en cada uno de los 17 *Feeders* definidos anteriormente (Apartado 3.6.4), de las cuales diez varían en función del tiempo, es decir, su valor se modifica para cada momento del año. Las mismas se listan y describen a continuación:

- *Losses (load) [W]*: pérdidas eléctricas variables por efecto Joule, debido a la circulación de corriente por todos los elementos del Feeder, sin importar si la corriente proviene de la *External Grid* o es corriente inyectada a la red por los sistemas FV.
- *Losses (no load) [W]*: pérdidas eléctricas fijas debido a corrientes magnetizantes en todos los transformadores incluidos en el Feeder.
- *Line Losses [W]*: pérdidas eléctricas por efecto Joule en todas las líneas y/o acometidas pertenecientes al Feeder.
- *Transformer Losses [W]*: pérdidas eléctricas (en vacío y en carga) en todos los transformadores del Feeder.

-
- *Losses [W]*: pérdidas eléctricas totales, en todos los elementos del Feeder. Se verifican las siguientes dos relaciones con estas últimas variables:

$$Losses = Losses(load) + Losses(no\ load)$$

$$Losses = Line\ Losses + Transformer\ Losses$$
 - *Minimum Voltage [pu]*: máxima tensión en cualquiera de los terminales incluidos en el Feeder.
 - *Maximum Voltage [pu]*: mínima tensión en cualquiera de los terminales incluidos en el Feeder.
 - *Generation, Active power [W]*: potencia eléctrica generada por todos los sistemas FV pertenecientes al Feeder.
 - *Total Load, Active power [W]*: potencia eléctrica consumida por todos los usuarios pertenecientes al Feeder.
 - *Phase Technology dependent Voltage [p.u.]*: tensión en barras de BT de una SE.

Las variables restantes son valores únicos para el período completo de simulación cuasi-dinámica. Las mismas se describen a continuación (cabe aclarar que se usa la nomenclatura propia del software), Fig. 3.10.1:

- *C:LossP:avg*: valor de potencia de pérdidas eléctricas promedio en el período de simulación, considerando todos los elementos del Feeder; [W].
- *C:LossP:max*: valor de potencia de pérdidas eléctricas máximo en el período de simulación, considerando todos los elementos del Feeder; [W].
- *C:LossP:maxpt*: instante en el que ocurre c:LossP:max; [s].
- *C:LossP:min*: valor de potencia de pérdidas eléctricas mínimo en el período de simulación, considerando todos los elementos del Feeder; [W].
- *C:LossP:minpt*: instante en el que ocurre c:LossP:min; [s].
- *C:LossE*: energía total de pérdidas eléctricas en todos los elementos del Feeder a lo largo del período de simulación; [Wh].
- *C:LossElne*: energía de pérdidas eléctricas en todas las líneas del Feeder, a lo largo del período de simulación; [Wh].
- *C:LossEtrf*: energía de pérdidas eléctricas en todos los transformadores del Feeder, a lo largo del período de simulación; [Wh].
- *C:umin:min*: mínima tensión mínima a lo largo del período de simulación, considerando todos los terminales del Feeder; [pu].
- *C:umin:minpt*: instante en el que ocurre c:umin:min; [s].
- *C:umax:max*: máxima tensión máxima a lo largo del período de simulación, considerando todos los terminales del Feeder; [pu].
- *C:umax:maxpt*: instante en el que ocurre c:umax:max; [s].
- *C:GenE*: total de energía generada por todos los sistemas FV pertenecientes al Feeder, a lo largo del período de simulación; [Wh].

- $C:Eld$: total de energía consumida por todos los usuarios pertenecientes al Feeder, a lo largo del período de simulación; [Wh].

```

c:LossP:avg=2239 W
c:LossP:max=4733 W
c:LossP:maxpt=1566777600 s
c:LossP:min=1233 W
c:LossP:minpt=1572687000 s
c:LossE=19610334 Wh
c:LossElne=9832199 Wh
c:LossEtrf=9778136 Wh
c:umin:min=0,926 p.u.
c:umin:minpt=1564963200 s
c:umax:max=0,989 p.u.
c:umax:maxpt=1573291800 s
c:GenE=0 Wh
c:Eld=592468928 Wh

```

Fig. 3.10.1 Ejemplo de una caja de resultados con las 14 variables no dependientes del tiempo, monitoreadas durante una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

Se realizaron las simulaciones cuasi-dinámicas para cada uno de los 6 escenarios durante el período señalado para cada día desde las 0:00hs hasta las 23:30hs con una frecuencia (*Step*, Fig. 3.10.2) de 30 min. Es decir, se realizaron flujos de carga a intervalos de 30 minutos que, durante un año calendario, resultaron 17520 cálculos. En cada uno se extrajo un dato de cada una de las 10 variables dependientes del tiempo monitoreadas, para cada uno de los 17 *Feeders* definidos. En resumen, el software generó 6 archivos de resultados de 17520x170 datos.

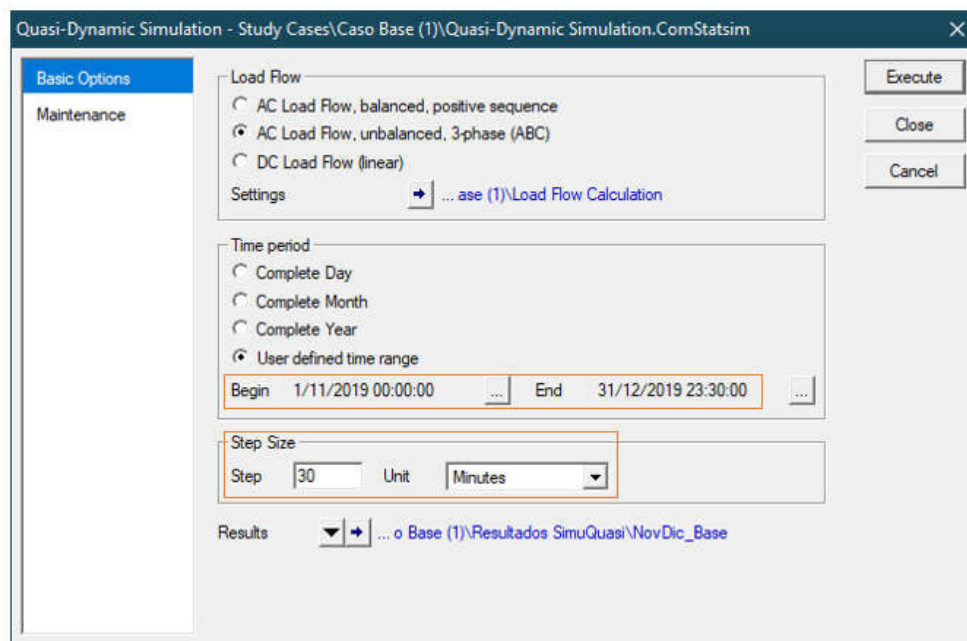


Fig. 3.10.2 Panel de configuración de la simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

Los archivos fueron procesados utilizando herramientas de Excel para calcular datos tales como energía de pérdidas, valores promedios, máximos y mínimos de cada variable, etc. en todo el período de estudio.

3.11 Huella de Carbono

La Huella de Carbono (HC) es un instrumento que permite estimar las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) emitidos por un individuo, organización, evento o producto. El cálculo consiste en recopilar los datos referentes a los consumos directos e indirectos de insumos materiales y energía, y traducirlos en emisiones de CO₂ (dióxido de Carbono) equivalentes [42].

Universalmente se eligió el CO₂ como valor de referencia para poder comparar con los otros GEI, ya que es el gas que más crecimiento ha experimentado en la atmósfera terrestre y el más abundante en porcentaje de todos ellos. Dado que se producen emisiones de distintos gases, cada uno de ellos con un Potencial de Calentamiento Atmosférico (PCA) diferente, las emisiones se expresan en toneladas equivalentes de dióxido de carbono (tCO_{2eq}). Esto es, se determina una equivalencia entre la cantidad de CO₂ que es necesaria para producir el mismo impacto que la cantidad emitida de cierto GEI.

A los efectos de cuantificar las reducciones de GEI de una red eléctrica es preciso conocer su Factor de Emisión (FE), definido como la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero que resultan de la producción de una unidad de energía eléctrica [tCO_{2eq}/MWh].

Conocer el factor de emisión del Sistema Argentino de Interconexión Nacional (SADI) sirve para cuantificar las reducciones GEI, tanto para el inventario nacional, como para la determinación del potencial de mitigación de un proyecto de energías renovables, sustitución de combustibles, eficiencia energética, entre otros.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) estableció las metodologías, reglas y referencia para la estimación del cálculo del factor de emisión de un sistema eléctrico, así como para la construcción de documentos de proyecto de reducción de CO_{2eq} en su instrumento conocido como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)¹⁹ [43].

¹⁹ El Mecanismo para un Desarrollo Limpio es uno de los tres mecanismos de flexibilización con que cuentan los países incluidos en el ANEXO I del Protocolo de Kyoto para poder cumplir con los compromisos asumidos de reducción de emisiones de gases contaminantes (GEI) de efecto invernadero.

En el ámbito Nacional, con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio conectados a la red eléctrica pública, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, han realizado los cálculos correspondientes del factor de emisiones del SADI. Dichos cálculos se desarrollaron siguiendo la herramienta metodológica para calcular el factor de emisión para un sistema eléctrico aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para un Desarrollo Limpio [44].

El cálculo del factor de emisiones puede ser utilizado por proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables conectados a la red eléctrica argentina, que reduzcan el consumo de electricidad y que consuman energía eléctrica.

Según el documento elaborado por la Secretaría de Energía [44], el factor de emisiones se calcula como un Margen Combinado (CM), que consiste en un promedio ponderado de dos factores: el Margen de Construcción (BM) y el Margen de Operación (OM) dado por la ec. (3.11.1).

$$CM = w_{BM} \cdot BM + w_{OM} \cdot OM \quad (3.11.1)$$

Donde:

BM : margen de construcción;

OM : margen de operación;

w_{BM} : factor de ponderación para el margen de construcción;

w_{OM} : factor de ponderación para el margen de operación.

Para el caso de proyectos de índole eólico y/o solar, la ponderación asociada al margen de construcción y operación recomendada por la metodología utilizada es, respectivamente:

$$w_{BM} = 0,25 \quad y \quad w_{OM} = 0,75$$

El Margen de Construcción estima el factor de emisiones de las nuevas plantas que hubiesen sido construidas en lugar del proyecto propuesto. La herramienta metodológica prevé dos alternativas para el cálculo del BM, debiendo adoptarse aquella que más energía incluya:

- Determinar el factor de emisiones promedio de las últimas 5 máquinas incorporadas.
- Determinar el factor de emisiones promedio de las últimas máquinas incorporadas correspondientes al 20% de la energía total generada en el año.

Por otro lado, el Margen de Operación estima el factor de emisiones de las plantas que hubiesen operado en lugar del proyecto propuesto. Para el cálculo de OM, la metodología prevé cuatro opciones:

- Promedio: factor de emisiones promedio de todas las máquinas del sistema.
- Simple: factor de emisiones promedio de las máquinas térmicas del sistema.
- Simple ajustado: variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo²⁰ estén en el margen en algunas horas.
- Análisis de despacho: factor de emisiones promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden de mérito del despacho.

Los proyectos de pequeña escala y, en general, los de eficiencia y los que consumen energía de la red pueden usar cualquiera de las cuatro opciones.

El Margen de Operación calculado a través del método simple se define como el promedio ponderado de las emisiones por unidad de generación de energía de todas las plantas que generan para el sistema, sin incluir las unidades de generación de bajo costo. De acuerdo con la herramienta metodológica, el cálculo del método simple se puede realizar únicamente si la energía generada de bajo costo constituye menos del 50 % de la generación total en la red, para el promedio de los 5 años más recientes.

El Margen de Operación según el método de análisis de despacho se calcula en base a las unidades que estén en el tope del despacho en cada hora. Se debe contar con información brindada por CAMMESA²¹ para la realización de los cálculos de los factores de emisión horarios. Además, se debe utilizar la generación y consumo de combustible asociado por tipo (Gas Natural, Carbón, Fuel Oil, Gas Oil) utilizado por las máquinas que cubrieron el 10% de la generación de mayor costo en cada hora.

De acuerdo a los cálculos realizados por Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable [45], el Factor de Emisión para el año 2019 resultó de:

$$FE = 0,4071 \frac{tCO_{2eq}}{MWh}$$

²⁰ Hidroeléctricas y nucleares.

²¹ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

Si bien el resultado del cálculo del Factor de Emisión depende de la conformación de la matriz energética de cada país, se brinda, modo de referencia los FE de los siguientes países de la región para el año 2019:

Colombia:	$FE = 0,166 \text{ tCO}_{2eq}/MWh^{22}$
Ecuador:	$FE = 0,225 \text{ tCO}_{2eq}/MWh^{23}$
Uruguay:	$FE = 0,013 \text{ tCO}_{2eq}/MWh^{24}$
Chile:	$FE = 0,406 \text{ tCO}_{2eq}/MWh^{25}$

Comentario:

El análisis del impacto ambiental producido por la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en la red de estudio, se circunscribe a los cambios directos producidos por las fuentes de generación convencionales (en particular aquellas emisoras de GEI) y no contempla las emisiones producidas durante todo el ciclo de vida del equipamiento de la instalación, que comprende desde la fabricación, operación hasta la deposición final.

²²https://www1.upme.gov.co/siame/Documents/Calculo-FE-del-SIN/Documento_calculo_FE_del_SIN_2019_Dic_2020.pdf

²³https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf

²⁴ <https://ben.miem.gub.uy/indicadores5.php>

²⁵ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente apartado se exponen los resultados obtenidos a partir de las simulaciones de funcionamiento de la red efectuadas para los diferentes grados de inserción de generación fotovoltaica, con el objetivo de compararlos con parámetros hallados en el Estado Base y evaluar los cambios producidos. Se analizan los Perfiles de Tensión en barras de media tensión, baja tensión y nodos testigos en diferentes momentos del año. Así mismo, se interpretan las potencias puestas en juego en el sistema y se analiza el comportamiento de las Pérdidas Activas de la red y su composición. A los efectos de obtener una dimensión anual del comportamiento de la red se realiza un balance de la composición de energía a lo largo del período en estudio, año 2019. Asociado con ello, se calculan y examinan las variaciones del impacto ambiental producido e implicancias económicas asociadas.

4.1 Perfiles de Tensión

Uno de los indicadores de la calidad de la energía en los sistemas de distribución se refiere a que la tensión en cualquier punto del sistema se encuentre dentro de las bandas permitidas por la normativa impuesta por los Organismos de Regulación y Control. De allí que resulta importante verificar el comportamiento de éste parámetro eléctrico ante la incorporación de algún elemento exógeno a la red como lo es la generación distribuida. Por ello, el Artículo 3.2.3.2 “Estudios de Nivel de Tensión” del Anexo de la Resolución 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía solicita la realización de un estudio de los niveles de tensión en la red para verificar su permanencia dentro de los límites tolerables ante la incorporación de generación distribuida:

*“En los escenarios mencionados en la sección 3.2.3.1 del presente Anexo, **deberá verificarse que los niveles de tensión en los Puntos de Suministro de la red** de distribución que se evalúen se encuentran dentro del rango permitido por el contrato de concesión o reglamentación que sea de aplicación a cada Distribuidor en su respectiva jurisdicción.”*

“En el caso que los resultados del estudio determinen el incumplimiento de los mismos a raíz de la conexión de los Equipos de Generación Distribuida, el Distribuidor deberá utilizar todos los recursos de regulación de tensión disponibles en la instalación bajo estudio. Estos estudios deberán considerar, al menos, el ajuste de cambiadores de derivación (taps) en los centros de transformación y el ajuste de las consignas de tensión de los reguladores de voltaje, para restituir los niveles de tensión a los rangos permitidos.”

La normativa prevé que sí, a causa de la incorporación de la GD, no se pueden sostener los niveles de tensión dentro los rangos permitidos, la distribuidora deberá informar al usuario, la potencia máxima que podrá instalar, acompañando los cálculos pertinentes que lo justifiquen:

“Si estas adecuaciones no lograsen corregir los desvíos en la tensión, el Distribuidor deberá informarlo al usuario indicando la potencia máxima instalable, junto con la presentación de la memoria de cálculo de los estudios realizados.”

El perfil de tensión del distribuidor consta de una gráfica espacial que muestra el valor de tensión en cada nodo del sistema en un momento determinado, por lo que constituye una “foto” del comportamiento de esta variable en dicho instante.

Como se mencionó anteriormente, en la Sección 3.9, la Resolución 314/2018 prevé la conformación de escenarios, para ser comparados con el escenario base, en el que se presenta la condición de “*demanda mínima en el momento en que se prevé que los equipos de generación distribuida*” ... “*estén inyectando a la red de distribución*”...

Además, “*para el caso de Equipos de Generación Distribuida de tecnología solar fotovoltaica se considerará como demanda mínima en el alimentador a la registrada anualmente en condiciones normales de funcionamiento para la franja horaria entre las DIEZ (10) y las CATORCE (14) horas.*”

Analizando las condiciones planteadas por la normativa para el presente caso de estudio, y como resultado de la búsqueda entre todos los registros horarios de demanda del alimentador para el período anual (*Feeder Principal*), se encontró que la mínima demanda del sistema en el horario de 10:00hs a 14:00hs se produce el día 8/05/2019 a las 10:00hs. En la Tabla 4.1.1 se muestra el valor de la demanda y potencia de generación fotovoltaica para el escenario de 100% de inserción para dicho momento.

Tabla 4.1.1 Demanda del Alimentador y generación FV para el día 8/05/2019. Mínima del año 2019.
Fuente: elaboración propia

Hora	Generación FV [W] Esc.(100%)	Demanda Alim. [W]
10:00:00	1368049.339	1056666.46
10:30:00	1366662.26	1059554.41
11:00:00	1496979.455	1054955.49
11:30:00	1496590.738	1072714.65
12:00:00	1462925.92	1077437.18
12:30:00	1462905.856	1068985.77
13:00:00	1261687.978	1069216.26
13:30:00	1260794.017	1071632.42
14:00:00	897988.2404	1064728.12

Para el análisis del perfil de tensión del sistema de distribución, se propone analizar otra condición distinta a la mencionada en la Resolución 314/2018 y que consiste en determinar el momento de mayor generación fotovoltaica. Esta condición se registra en el día 12/01/2019. En la Tabla 4.1.2 se muestran los valores de demanda y generación FV en dicha circunstancia.

Tabla 4.1.2 Demanda del Alimentador y generación FV para el día 12/01/2019. Máxima generación FV del año 2019. Fuente: elaboración propia

Hora	Generación FV [W] Esc.(100%)	Demanda Alim. [W]
10:00:00	2426483.905	1055744.58
10:30:00	2427130.777	1101971.63
11:00:00	2533870.441	1119855.55
11:30:00	2534289.873	1129582.28
12:00:00	2553413.409	1162752.97
12:30:00	2551406.501	1175858.57
13:00:00	2360870.865	1196514.74
13:30:00	2360041.498	1195380.73
14:00:00	2077396.583	1177804.32

Si se comparan los valores de potencia demandada por el alimentador y la generada por los paneles FV en ambos momentos señalados (10:00hs del 8/05/2019 y 12:00hs del 12/01/2019) pueden calcularse las diferencias porcentuales de ambos. En efecto, para la demanda del sistema se produce un 10% de incremento, mientras que la generación FV se incrementa un 87%. Por otro lado, para el 8/05/2019, la potencia de origen solar representa un 129% de la demanda mientras que para el 12/01/2019 esa misma relación se eleva al 219%. Con esta comparación se pretende poner en evidencia que, si se pretende evaluar los cambios en el perfil de tensión del distribuidor motivado por la incorporación de generación FV, el momento planteado para el mayor aporte de potencia fotovoltaica constituye una condición más exigente para el sistema. Razón por la cual se adoptó este momento para el análisis para cada nivel de inserción de sistemas solares activos.

Momento de mayor generación fotovoltaica

En la Fig. 4.1.1 se presenta el perfil de tensiones distribuidor DF abarcando todos sus nodos de media y baja tensión para el estado base, es decir sin generación FV. Cada punto del trazado representa un nodo del sistema y está unido por una línea que simboliza un conductor. La posición de cada nodo en el eje de ordenadas representa su nivel de tensión en [pu].

En el inicio del mismo la tensión se mantiene en 1.00p.u. dado que cuenta con la referencia de la Red Externa (*External Grid*). En la subestación más alejada (SE_1747) se registra el menor valor de tensión en barras de media tensión con 0.988pu. Mientras que del lado de baja tensión el menor valor registrado

pertenece el final de una línea, en el nodo N427 (asignado como 'Nodo Testigo' de baja tensión) de la SE_o867 con una magnitud de 0.934 pu.

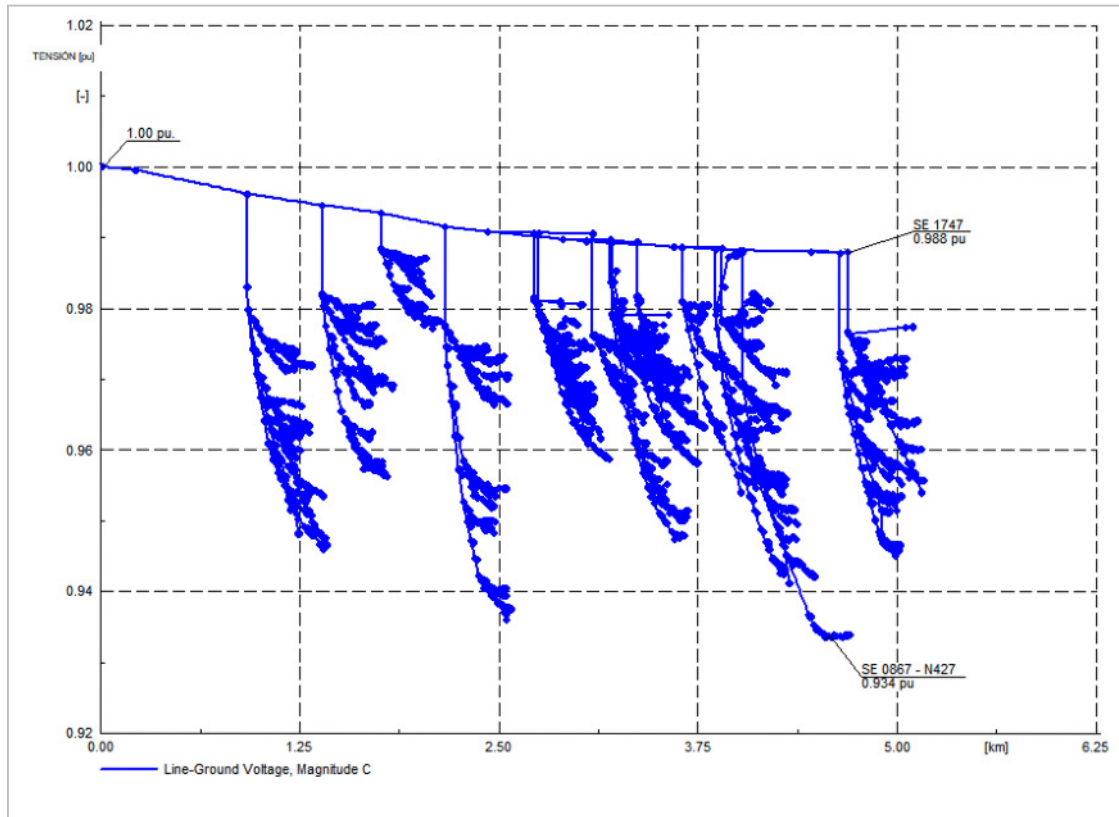


Fig. 4.1.1 Perfil de tensiones del Distribuidor DF (media y baja tensión), escenario base. Fuente: elaboración propia

A los efectos de mostrar la máxima influencia posible de la inserción de generación FV en el sistema, en la Fig. 4.1.2 se muestra el perfil de tensiones del distribuidor para el caso de contar con todos los paneles FV en estado activo, es decir para el escenario de 100% de inserción. En la misma se observa que las tensiones, en casi todos los nodos se han incrementado e incluso superado el valor de 1p.u. Esta condición (de 100% de los paneles FV activos) provoca un exceso de potencia generada de dicho origen que supera la demanda de las cargas (como se explicará en el Apartado 4.2). Por ende, se produce un flujo de corriente de sentido inverso²⁶, es decir desde la carga hacia la fuente (*External Grid*). Este flujo inverso, provoca caídas de tensión negativa en las líneas que, vistas y sumadas desde el origen del distribuidor, constituyen un incremento de la tensión en cada nodo. Así, la tensión en la barra de media tensión de la SE_1747 alcanza un valor de 1.005p.u., lo que implica una mejora de la tensión de 0.017pu, que representa casi un 2%. Observando la variación de tensión en el Nodo Testigo

²⁶ Considerando un flujo de corriente directo o positivo a aquel que tiene sentido desde la red externa hacia la carga.

de baja tensión (N427), vemos que adopta un valor de 1.069p.u. implicando un incremento de 0.135p.u. que representa un 14% de mejora.

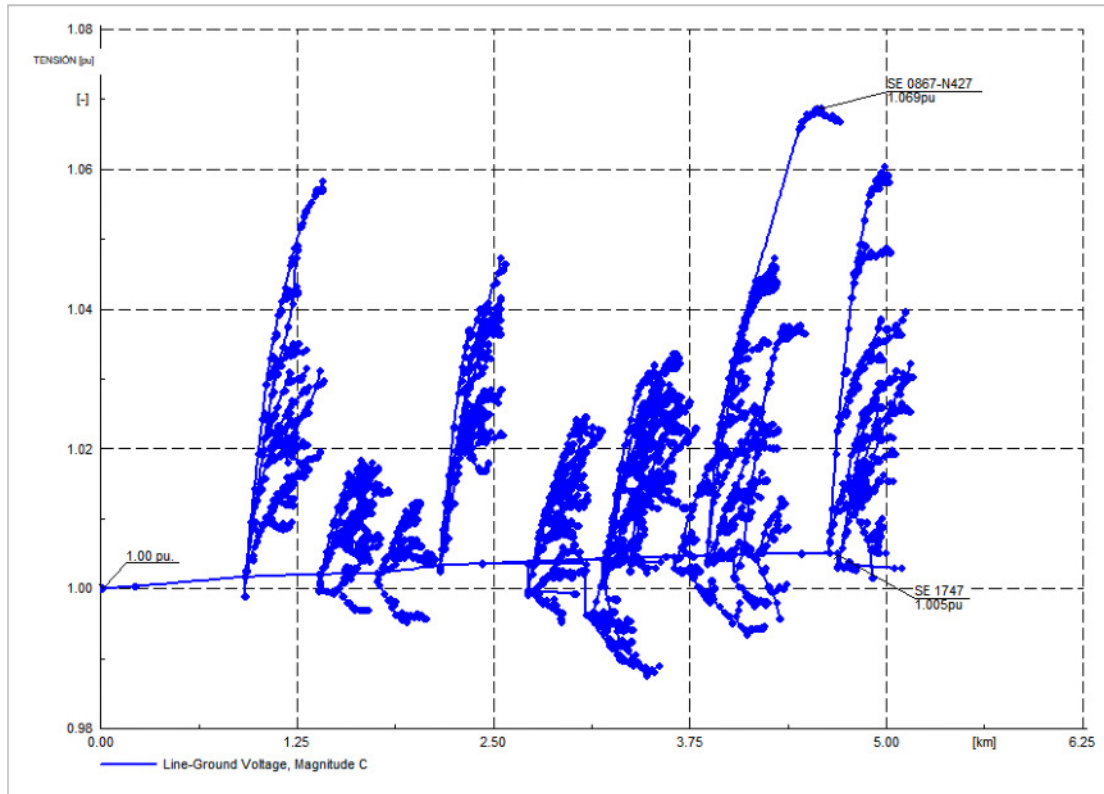


Fig. 4.1.2 Perfil de tensiones del Distribuidor DF (media y baja tensión), escenario 100%. Fuente: elaboración propia.

Para escenarios intermedios, la evolución de los niveles de tensión, se muestra en la Fig. 4.1.3 y la Fig. 4.1.4 para la barra de media tensión de la subestación SE_1747 y el nodo testigo (N427) de la SE_o867 respectivamente.

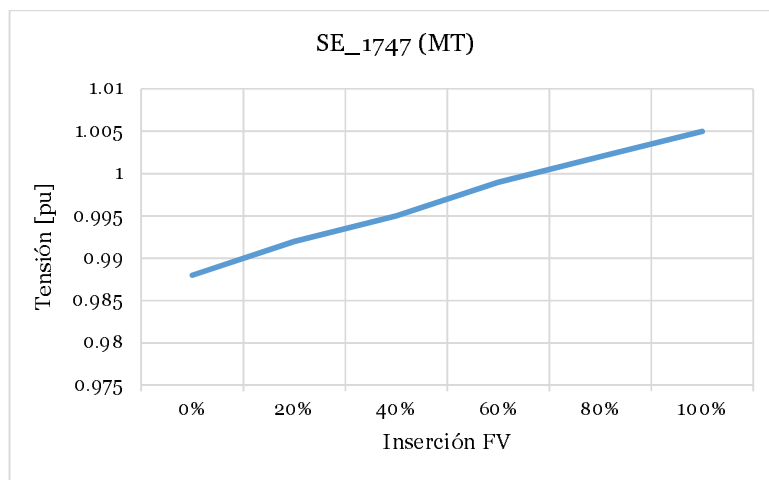


Fig. 4.1.3 Evolución de la tensión en la barra de media tensión de la SE_1747 en el momento de mayor generación FV, 12/01/2019. Fuente: elaboración propia.

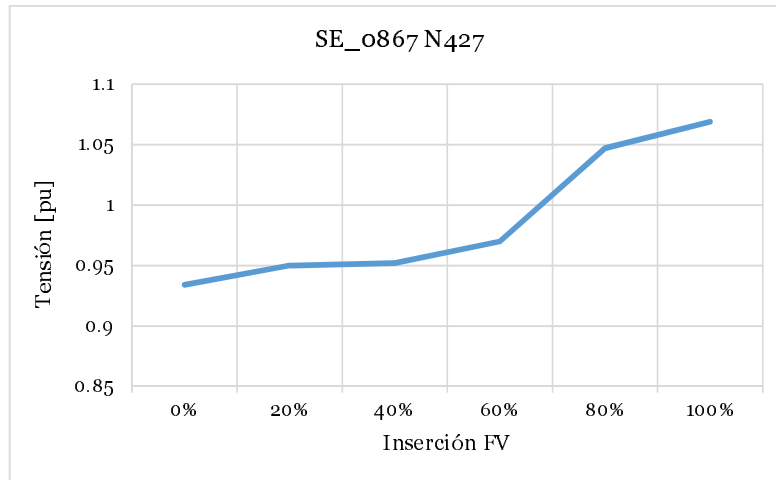


Fig. 4.1.4 Evolución de la tensión en el Nodo 427 de la SE_o867 en el momento de mayor generación FV, 12/01/2019. Fuente: elaboración propia

El salto de tensión entre los niveles de inserción del 60% al 80% de la Fig. 4.1.4 se debe al incremento en la cantidad de paneles activos incorporados en el ramal de la línea de distribución que contiene al nodo N427. Se recuerda que la asignación de cantidad de paneles activos para cada nivel de inserción es aleatoria.

Momento de mayor demanda

Otro momento interesante para analizar la influencia de la inserción FV en el sistema de distribución es aquel en que se produce la mayor demanda del sistema en el horario de mayor radiación solar. Ello ocurre el día 8 de julio con una potencia demandada de 1,307 MW.

Analizando los mismos puntos de la red que los mencionados anteriormente resultan los valores graficados en la Fig. 4.1.5 y la Fig. 4.1.6. Para el caso de la barra de media tensión de la subestación SE_1747, el rango de tensión para el estado base y 100% de inserción de paneles FV va del 0,987pu al 0,998pu, mientras que para el nodo de baja tensión N427 va del 0,932pu al 0,979pu. Representando una mejora de la tensión del 1% y 5% respectivamente.

Cabe destacar que, en este caso, las tensiones de éstos nodos analizados no alcanzan a superar 1pu. Se deduce que, la radiación solar para esa fecha, no genera potencia suficiente para inyectar a la red y 'levantar' los niveles de tensión en la red.

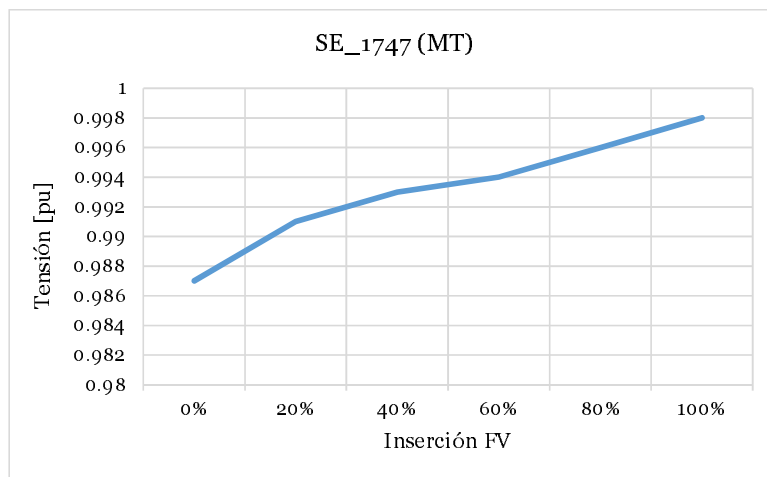


Fig. 4.1.5 Evolución de la tensión en la barra de media tensión de la SE_1747 en el momento de mayor demanda, 08/07/2019. Fuente: elaboración propia

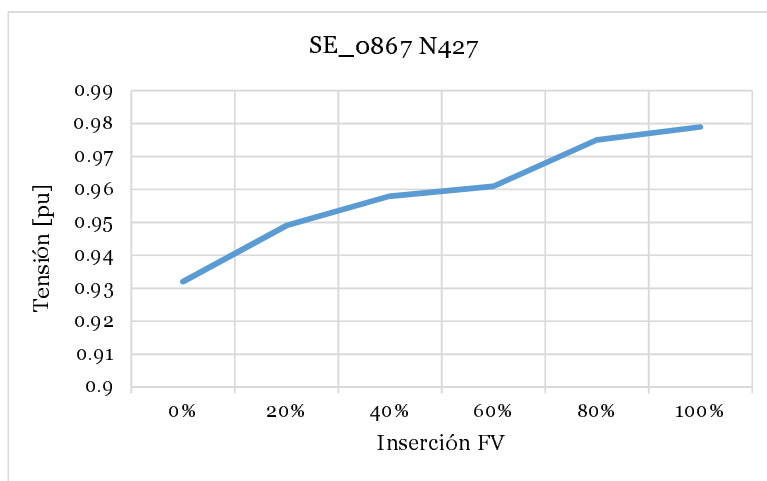


Fig. 4.1.6 Evolución de la tensión en el Nodo 427 de la SE_o867 en el momento de mayor demanda, 08/07/2019. Fuente: elaboración propia

Por último, en la Fig. 4.1.5 se muestra el desarrollo del nivel de tensión de la barra de baja tensión de la SE_1747 a lo largo del día 12/01/2019. En la misma se puede observar cómo, para distintos niveles de inserción fotovoltaica, el nivel de tensión se incrementa a medida que crece la radiación solar, alcanzando su máximo a las 12:00hs. con un valor de tensión de 1.0039pu.

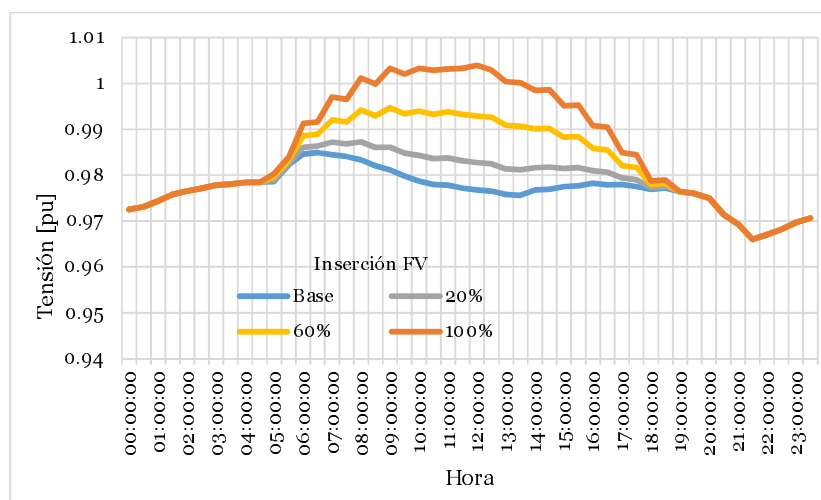


Fig. 4.1.5 Niveles de tensión a lo largo del día 12/01/2019 de la barra de BT de la SE_1747. Fuente: elaboración propia.

Comentarios sobre los perfiles de tensión

La normativa regulatoria del sector eléctrico de la Provincia de Buenos Aires establece en el contrato de concesión con las empresas distribuidoras (Anexo II, Subanexo D) [46], que la variación de tensión²⁷ admisible en la red de baja y media tensión para zonas urbanas no debe superar el $\pm 8\%$ de la tensión nominal (Tabla 4.1.3). Una variación porcentual de $\pm 8\%$ equivale a decir que la tensión puede variar entre 0,92 p.u. y 1,08 p.u. para estar dentro de los límites establecidos por la reglamentación.

Tabla 4.1.3 Variación de tensión admisible según el nivel de tensión. Fuente: [46]

Alta tensión	$\pm 7\%$
Media tensión	$\pm 8\%$
Baja tensión	$\pm 8\%$
Para las zonas Rurales se admitirá en el punto de suministro hasta:	$\pm 12\%$

Para los puntos de la red en los cuales se analizó la variación de la tensión en función del estado de carga y la generación de origen fotovoltaica se alcanzaron valores extremos de 0.932p.u. y 1.069p.u. para en nodo de baja tensión N427 y de 0.987pu y 1.005pu para la barra de media tensión de la SE_1747.

²⁷ Es importante destacar que se hace referencia a variaciones lentas de tensión, tomadas como promedio de mediciones en un intervalo de 15 minutos.

Estando todos los valores dentro de los límites establecidos por la norma, podemos concluir que la inserción de generación fotovoltaica, no produce perjuicios en la regulación de la tensión. Por el contrario, favorece en el aumento de los niveles de tensión sin exceder los límites establecidos.

4.2 Balance de Potencia Activa

Mediante el análisis y tratamiento de la matriz de datos resultante de las simulaciones, fue posible calcular y discriminar la potencia activa desarrollada en los distintos componentes del sistema de distribución.

Como la potencia es una variable de valor instantáneo²⁸, se procedió a evaluar sólo un momento en el funcionamiento de la red para interpretar su comportamiento en función del nivel de inserción fotovoltaico. Al igual que en el análisis de los perfiles de tensión del distribuidor, se valora el momento de mayor irradiancia solar o generación fotovoltaica (12/01/19 a las 12:00hs).

En la Tabla 4.2.1 se muestra un resumen de resultados, producto de la corrida de flujos de carga en el momento señalado. A partir de los mismos se analizan los distintos componentes de las potencias activas.

4.2.1. Generación y Demanda

Se asume que la potencia demandada por el total de las cargas es constante²⁹ y tiene un valor de 1121,28kW para todo el sistema de distribución en el momento considerado.

En la Fig. 4.2.1 se puede observar el crecimiento de la potencia generada por la fuente solar a medida que se incrementa la cantidad de paneles activos comparado con la demanda de las cargas.

En la Fig. 4.2.2 se muestra la potencia de intercambio entre la *Red Externa* y el Distribuidor DF en la barra de acometida³⁰ en el Centro de Distribución (CD, Fig. 3.6.6). Se puede observar que, hasta un nivel de inserción de paneles fotovoltaicos del 40%, la *Red externa* sigue aportando potencia al distribuidor para alimentar tanto las cargas como las pérdidas activas desarrolladas. Para un nivel de inserción del 60% y más, la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos excede la demandada por las cargas y las pérdidas de la red, provocando un flujo de potencia dirigido hacia la *Red Externa* denotado por el signo negativo en el valor de la variable. Entre ambos valores de porcentaje de inserción fotovoltaica (40% y 60%) existirá un equilibrio entre la potencia generada por los paneles y la demandada por la carga más las pérdidas.

²⁸ La potencia evaluada es el promedio cada período de 30min.

²⁹ De acuerdo al Manual DigSilent Power Factory, para análisis estacionarios, la carga puede considerarse constante e independiente de la tensión [25].

³⁰ Punto de unión entre la Red Externa y el Distribuidor DF

Tabla 4.2.1. Resumen de resultados para el flujo de carga del 12/01/2019, 12:00hs

Componente	Concepto	Escenarios de Inserción FV											
		Base [kW]	Base [%]	20% [kW]	20% [%]	40% [kW]	40 [%]	60% [kW]	60% [%]	80% [kW]	80% [%]	100% [kW]	100% [%]
Sistema	Potencia Inyectada x Red Externa (Carga + Pérdidas)	1175.86		637.6		126.91		-373.55		-860.19		-1356.8	
	Demanda Total de Cargas	1121.28		1121.28		1121.28		1121.28		1121.28		1121.28	
	Generación FV	0.10		522.99		1029.16		1533.93		2035.13		2553.42	
	Gen. FV relativa a Demanda de Cargas		0		46.6		91.8		136.8		181.5		227.7
	Pérdidas Totales	54.55		39.29		34.71		39.08		53.63		78.32	
Líneas MT+BT	Pérdidas Totales Alimentadas por Red Externa	54.55		38.06		23.33		0.0		0.0		0.0	
	Pérdidas Totales Alimentadas por GFV	0.0		1.22		11.38		39.08		53.63		78.32	
	Pérdidas Totales en Carga	42.32		26.96		22.29		26.55		41.02		65.62	
	Pérdidas Totales en Vacío	12.23		12.33		12.42		12.51		12.6		12.69	
	Pérdidas Totales Relativas a la Demanda Total		4.9		3.5		3.10		3.5		4.8		7.0
Líneas MT+BT	Pérdidas L. MT+BT Totales	36.02		23.78		20.15		23.70		35.74		56.15	
	Pérdidas L. MT+BT relativas a Pérdidas Totales		66.0		60.5		58.0		60.6		66.6		71.7
	Pérdidas en Líneas alimentadas por Red Externa	36.02	100.0	22.56	94.9	12.78	63.4	0.00	0.0	0	0.0	0.00	0.0
	Pérdidas en Líneas alimentadas por GFV	0.00	0.0	1.22	5.1	7.37	36.6	23.7	100.0	35.74	100.0	56.15	100.0
Líneas MT	Pérdidas Líneas MT	15.98		6.27		3.99		4.43		8.17		14.57	
	Pérdidas Líneas MT		44.4		26.4		19.8		18.7		22.9		25.9
Líneas BT	Pérdidas Líneas BT	20.04		17.51		16.16		19.27		27.57		41.58	
	Pérdidas Líneas BT		55.6		73.6		80.2		81.3		77.1		74.1
Transformadores	Pérdidas Totales en Trafos	18.54		15.50		14.57		15.37		17.89		22.17	
	Pérdidas relativas a Pérdidas Totales		34.0		39.5		42.0		39.3		33.4		28.3
	Pérdidas en Carga	6.30		3.17		2.14		2.96		5.29		9.47	
	Pérdidas Trafos Carga alim. por Red Externa	6.30	100	3.17	100	1.37	64.02	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0
	Pérdidas Trafos Carga alim. por GFV	0.00	0.0	0.00	0.0	0.77	35.84	2.96	100.0	5.29	100.0	9.47	100
	Pérdidas en Vacío	12.23		12.33		12.42		12.52		12.61		12.69	
	Pérdidas Trafos Vacío alim. por Red Externa	12.23	100	12.33	100	9.18	73.90	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0
	Pérdidas Trafos Vacío alim. por GFV	0.00	0.0	0	0.0	3.2	26.1	12.52	100.0	12.61	100.0	12.69	100.0
Pérdidas Totales Trafos alim. por Red Externa	18.53		15.5		10.5		0		0		0		
Pérdidas Trafos Totales alim. por GFV	0		0		4.0		15.48		17.90		22.16		

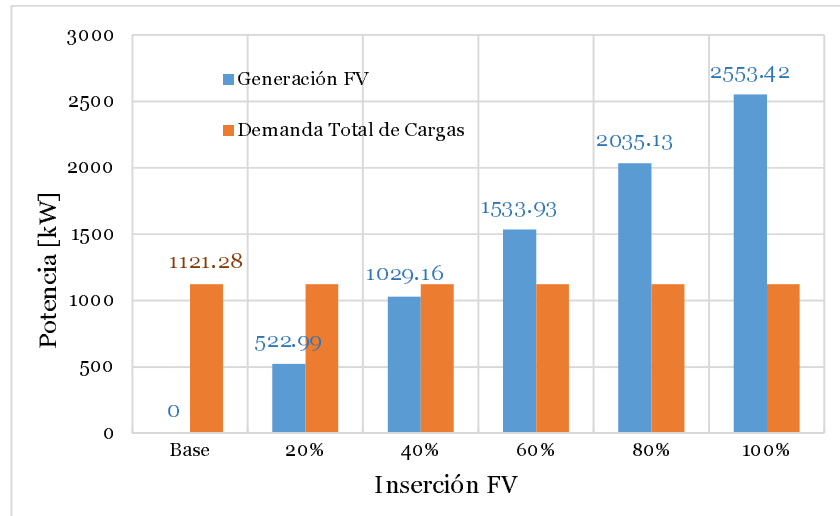


Fig. 4.2.1 Crecimiento de la potencia FV generada con la inserción de paneles solares. Fuente: elaboración propia.

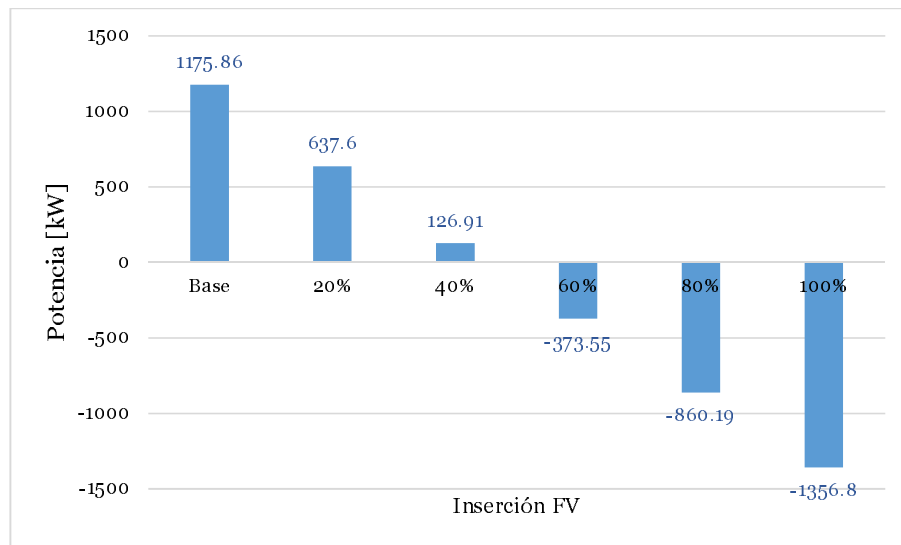


Fig. 4.2.2 Intercambio de potencia entre la Red Externa y el Distribuidor DF. Fuente: Elaboración propia.

A los efectos de realizar un análisis del balance de potencia para un día completo, en la Fig. 4.2.3 se grafica en color celeste (línea Demanda Base) la demanda horaria de potencia total del distribuidor para el día 12/01/2019 para el escenario sin generación fotovoltaica. El gráfico muestra un perfil típico desarrollado por usuarios residenciales [27] con un pico de demanda alrededor de las 21:00hs ya que se trata de un día de verano.

En la misma figura y en color naranja (línea Generación FV 60%) se grafica la potencia generada por el conjunto de paneles fotovoltaicos activos que, para este caso ejemplificado corresponde al escenario de 60% de inserción de generación fotovoltaica.

Como puede observarse, por momentos, la potencia generada por los paneles es superior a la demandada por los usuarios. Durante este período del día, el

distribuidor deja de demandar potencia eléctrica de los sistemas de generación convencionales ubicados aguas arriba del punto de acometida y se abastece de la generación propia FV. La potencia excedente es inyectada mediante una corriente eléctrica de sentido ascendente hacia la *Red Externa*.

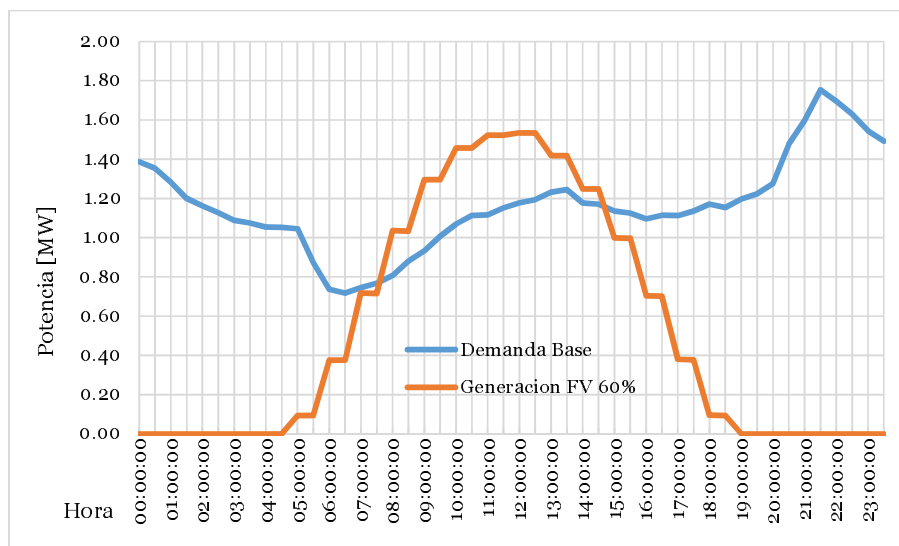


Fig. 4.2.3 Intercambio de potencia en la acometida del Distribuidor en estudio. Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4.2.4 se grafica en color amarillo el perfil de demanda neta de potencia, resultante entre la aportada por la Red Externa y la generada por los paneles FV. Los valores negativos aducen al flujo de potencia de sentido hacia la *Red Externa*. La forma que adopta el perfil de demanda neta, se denomina “Curva del Pato” en semejanza a la silueta de ese pequeño animal [47]. El desarrollo de la curva muestra el desequilibrio de tiempo entre la demanda máxima de los usuarios y la producción de energía renovable la cual posee su máxima generación alrededor del mediodía creando el “vientre” del pato.

A medida que la producción solar disminuye en horas de la tarde/noche, la carga del sistema experimenta un crecimiento correspondiente con los hábitos de consumo de los usuarios residenciales. Desde allí, la demanda es abastecida por fuentes de energía convencionales (térmicas, hidráulicas, etc.) en el período entre las 16:00hs y 21:00hs aproximadamente. Esta combinación entre la disminución de la generación FV y el fuerte incremento de la demanda producen una pendiente pronunciada cuyo patrón crea el “cuello del pato”.

Este fenómeno se describió sobre la Fig. 4.2.4 en condiciones de una inserción FV del 60%, pero se acentúa aún más con la mayor participación de la generación solar.

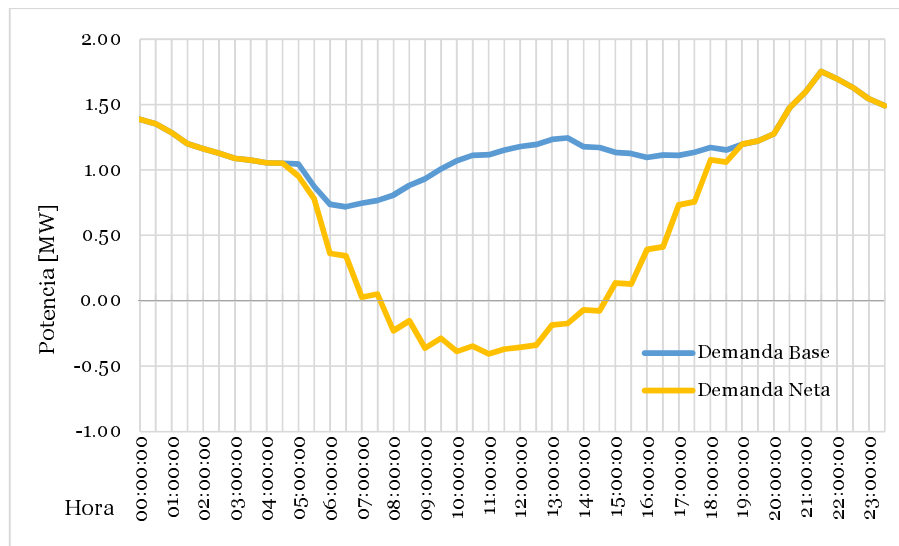


Fig. 4.2.4 Curva de demanda neta del distribuidor (curva del plato). Fuente: Elaboración propia.

Comentarios sobre el balance de potencia activa entre generación y demanda

El fenómeno de la “Curva del Plato” fue descrita por primera vez en el 2013 por la Corporación de Operador de Sistema Independiente de California (ISO por sus siglas en inglés, California Independent System Operator) [48] y representa un problema importante en aquellas regiones dónde la dependencia del abastecimiento de energía eléctrica es fuertemente dependiente de la energía proveniente del sol y el acceso a recursos convencionales (o fuentes despachables) es limitado.

El crecimiento de la demanda en forma descoordinada con la generación fotovoltaica obliga a empresas operadoras de sistemas de transmisión/distribución a implementar estrategias para poder cubrir la demanda en los horarios pico [49]. Varios son los recursos adoptados en éste sentido que comprenden el almacenamiento del excedente de energía generada por los paneles fotovoltaicos, así como la gestión de la demanda que incluye la incorporación de incentivos que propicien el uso eficiente de los recursos y el cambio en los hábitos de consumo.

El análisis de ésta problemática en el ámbito local puede constituir una línea de trabajo a futuro.

4.2.2. Potencia de Pérdidas Activas

Las pérdidas activas desarrolladas en el sistema de distribución en estudio están compuestas por:

- Pérdidas por efecto Joule en líneas de media tensión
- Pérdidas por efecto Joule en líneas de baja tensión (distribución y acometidas)
- Pérdidas en vacío de los transformadores MT/BT
- Pérdidas variables (o en carga) de los transformadores MT/BT

Cabe aclarar que, tanto las líneas de media como de baja tensión, a los efectos de los cálculos eléctricos, son consideradas como Líneas Cortas con sus parámetros eléctricos concentrados y de las cuales se desprecia todo parámetro en derivación, es decir se desprecia toda pérdida desarrollada en su conductancia.

Potencia de Pérdidas Activas Totales

Prosiguiendo con el análisis de los resultados resumidos en la Tabla 4.2.1, en la Fig. 4.2.5 se muestran las pérdidas totales del sistema de distribución en función del nivel de inserción fotovoltaica, expresadas como porcentaje de la demanda de las cargas. En la misma figura, puede observarse cómo las pérdidas disminuyen en un principio, a medida que se incrementa la generación proveniente de la fuente solar partiendo de un valor de 4,9% para el Escenario Base. Para un nivel de inserción FV del 40% se produce un punto de inflexión y las pérdidas comienzan a incrementarse alcanzando un 7% de la demanda de potencia de las cargas. Se recuerda que, a partir de un 60% de inserción FV (Fig. 4.2.1), toda la demanda de potencia de la carga está abastecida por la generación FV, es decir que lo mismo ocurre con las pérdidas desarrolladas en las líneas y transformadores.

En el Anexo IV se explica cómo se logra una aproximación para discriminar la magnitud de las pérdidas alimentadas por la *Red Externa* y las alimentadas por los paneles FV para aquellos niveles de inserción FV en los cuales la contribución de potencia al sistema proviene de ambas fuentes. Los resultados de éste análisis se muestran en la Fig. 4.2.6 con una participación conjunta de ambas fuentes en el aporte a la potencia de pérdidas para grados de inserción FV del 20% y 40%. Para este último nivel de inserción, la *Red Externa* contribuye con 23,33kW mientras que las fuentes solares lo hacen con 11,38kW.

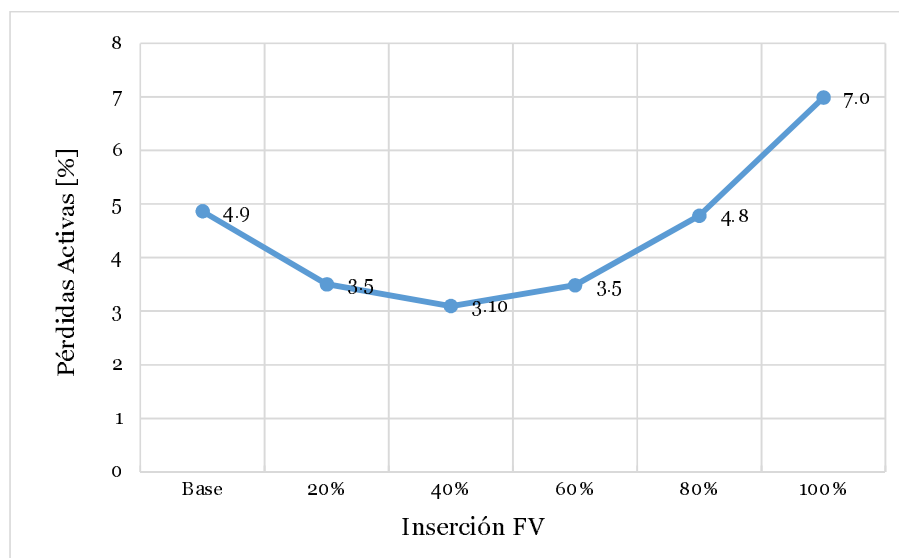


Fig. 4.2.5 Potencia activa total de pérdidas. Porcentaje referido a la demanda. Fuente: elaboración propia

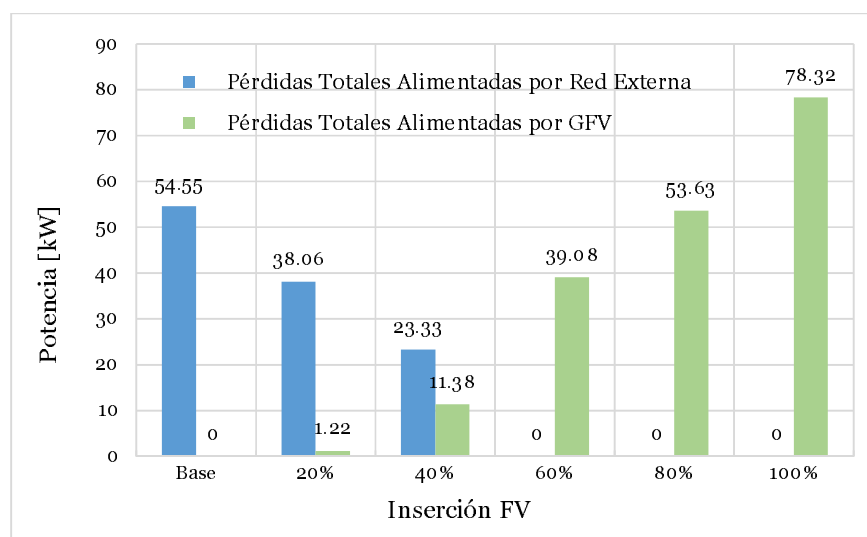


Fig. 4.2.6 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas. Fuente: elaboración propia

Es de hacer notar que la generación FV que excede la demanda del propio sistema es dirigida hacia la *Red Externa*. La corriente que transporta esa potencia produce en su recorrido pérdidas activas en los conductores. Cuanto mayor sea el excedente generado, mayores serán las pérdidas mencionadas, alcanzándose el valor máximo de 78,32 kW para el escenario de mayor inserción FV.

Por otro lado, también se logró discriminar la composición de las pérdidas activas entre aquellas relacionadas con la carga del sistema (pérdidas variables o en

carga) y las independientes de la carga (pérdidas en vacío). Al despreciar la conductancia de las líneas, las pérdidas en vacío están conformadas exclusivamente por la potencia necesaria para la magnetización de los transformadores MT/BT. En la Fig. 4.2.7 puede observarse que la potencia de pérdidas en vacío de los transformadores permanece casi constante. Las pequeñas variaciones, en función de la inserción FV, se debe a que las pérdidas mencionadas dependen de la tensión que alimenta a cada transformador. La tensión en sus bornes varía debido a la caída de tensión en las líneas, producto de la carga y aportes de potencia.

Las pérdidas variables en las líneas y transformadores dependen del cuadrado de la corriente que circula por ellos. A medida que la inserción FV se incrementa, dichas pérdidas disminuyen hasta llegar a un mínimo para un nivel de 40% (Fig. 4.2.7). En éste punto se logra el mayor equilibrio entre la demanda de las cargas y la potencia generada por los paneles FV. Como los paneles FV están ubicados físicamente próximos a las cargas, el recorrido de las corrientes por las líneas de distribución y transformadores se minimiza, y como consecuencia se minimizan las pérdidas por efecto Joule en los mismos.

Cuando la generación FV se incrementa (por mayor inserción de paneles FV), el excedente de potencia es conducido hacia la *Red Externa* (como se detalló anteriormente) lo que provoca una mayor circulación de corriente por las líneas y transformadores y por ende mayores pérdidas. Para el mayor nivel de inserción FV (100%) las pérdidas variables alcanzan un 84% de las pérdidas totales con un valor de 65,62 kW.

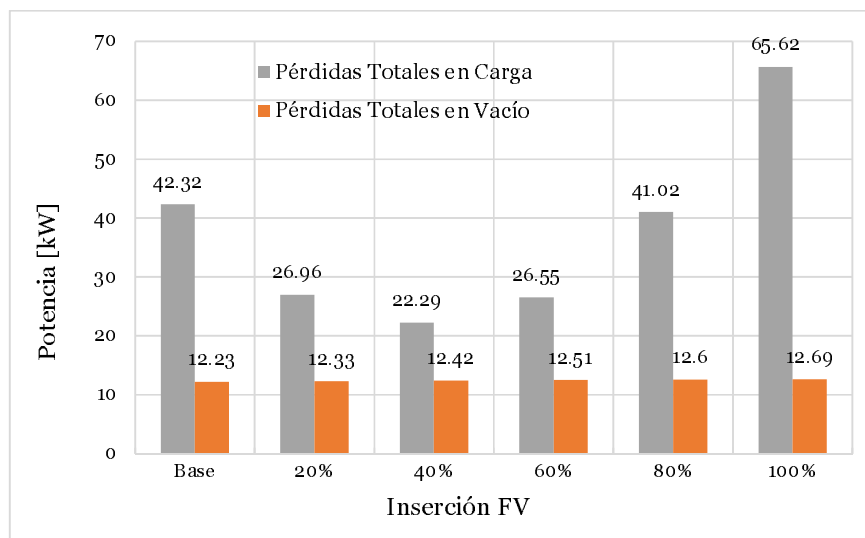


Fig. 4.2.7 Discriminación de potencia de pérdidas: variables y en vacío. Fuente: elaboración propia

Potencia de Pérdidas Activas en Líneas

Un análisis de las pérdidas por efecto Joule en las líneas de distribución permite graficar (Fig. 4.2.8), en forma discriminada, las pérdidas [kW] desarrolladas por la red de media tensión y de baja tensión³¹. Puede observarse que, para ambos niveles de tensión, el escenario en el cual se producen las menores pérdidas corresponde al de un nivel de inserción del 40%, coincidiendo con los argumentos esgrimidos en párrafos anteriores. En esa instancia existe un menor intercambio de potencia entre sectores eléctricos alimentados por cada transformador y con la *Red Externa*, lo que se traduce en una menor circulación de corriente en las líneas.

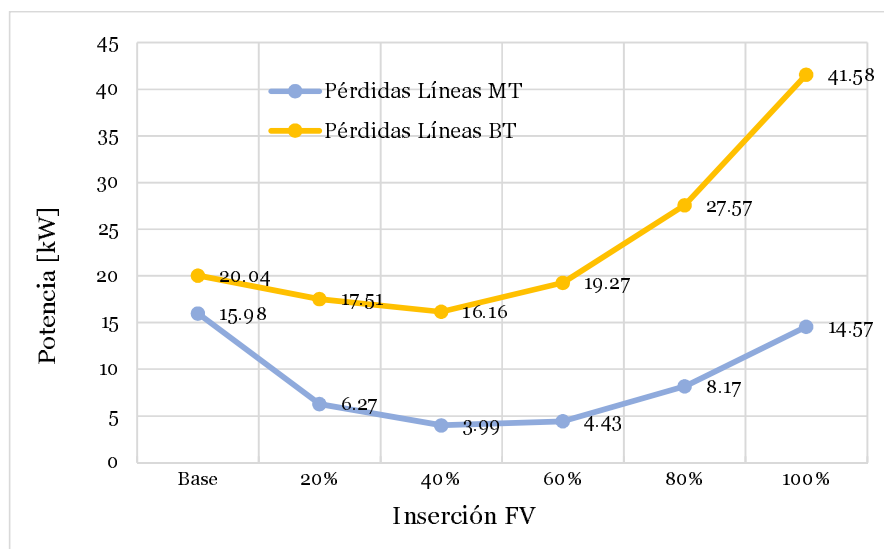


Fig. 4.2.8 Desarrollo de pérdidas en líneas de baja y media tensión. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 4.2.9 se grafica la participación de la red de media tensión y baja tensión en las pérdidas del conjunto. Se puede apreciar que el mayor aporte a las pérdidas siempre lo proporcionan las líneas de baja tensión. En efecto, esta parte de la red comprende mayor longitud de conductores por los cuales circulan corrientes más elevadas (para un mismo valor de potencia transportada) por tratarse de un nivel inferior de tensión, lo que se traduce en mayor disipación de calor en los conductores.

Por otro lado, se denota que, en este análisis circunscripto a las líneas de media y baja tensión, el mayor porcentaje de participación en las pérdidas por parte de la red de baja tensión se desarrolla para un nivel de inserción FV del 60%, con una

³¹ La red de baja tensión incluye los conductores de las acometidas a los medidores de cada usuario

contribución del 81.3%. Al mismo tiempo se da la menor participación de la red de MT con un 18,7% (Fig. 4.2.9).

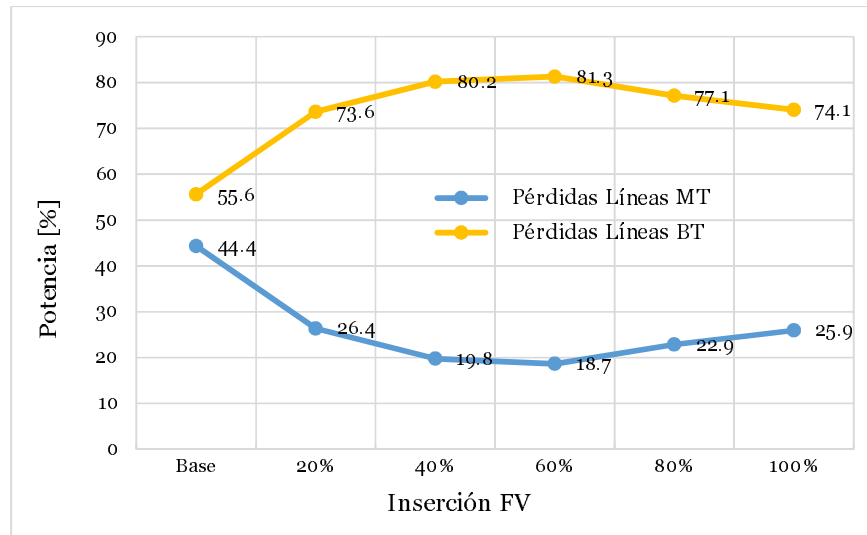


Fig. 4.2.9 Participación de la red de MT y BT en la potencia de pérdidas activas de las líneas de distribución. Fuente: elaboración propia.

Con el mismo criterio explicado en el Anexo IV se discriminaron las magnitudes de las pérdidas alimentadas por las líneas por la *Red Externa* y por los paneles FV para aquellos niveles de inserción FV en los cuales la contribución de potencia al sistema proviene de ambas fuentes. Así, se grafica en la Fig. 4.2.10 el porcentaje de contribución por parte de ambas fuentes para los distintos escenarios.

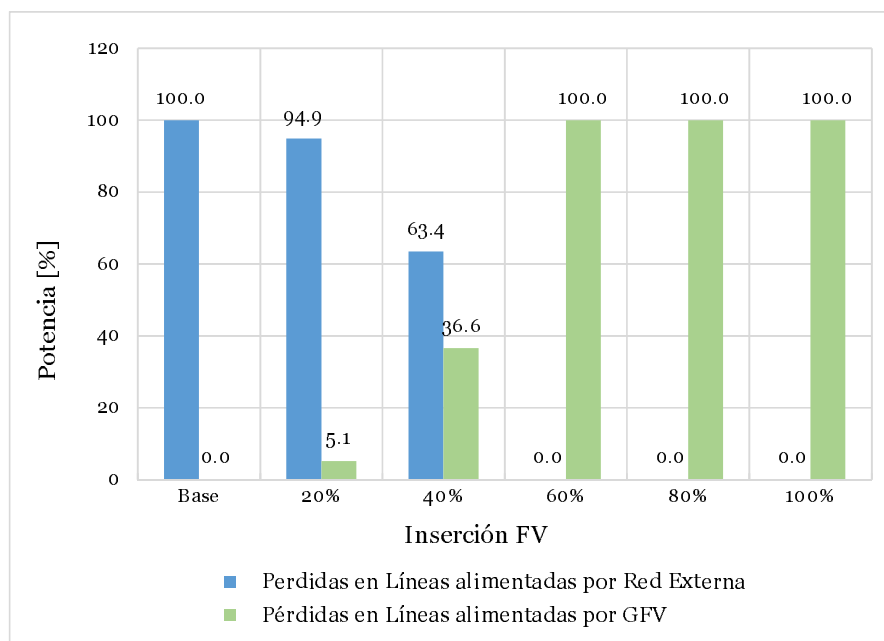


Fig. 4.2.10 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas de las líneas. Fuente: elaboración propia

Potencia de Pérdida Activas en los Transformadores

Para los transformadores, también se discriminaron las pérdidas variables y las pérdidas en vacío. En la Fig. 4.2.11 se muestra la composición de las potencias de pérdidas para cada nivel de inserción FV. Mientras que las pérdidas en vacío permanecen aproximadamente constantes, según lo explicado anteriormente, las variables se desempeñan con un comportamiento similar a las de las líneas, evidenciándose por la curva de color gris (línea Pérdidas en Carga) graficada en la misma figura.

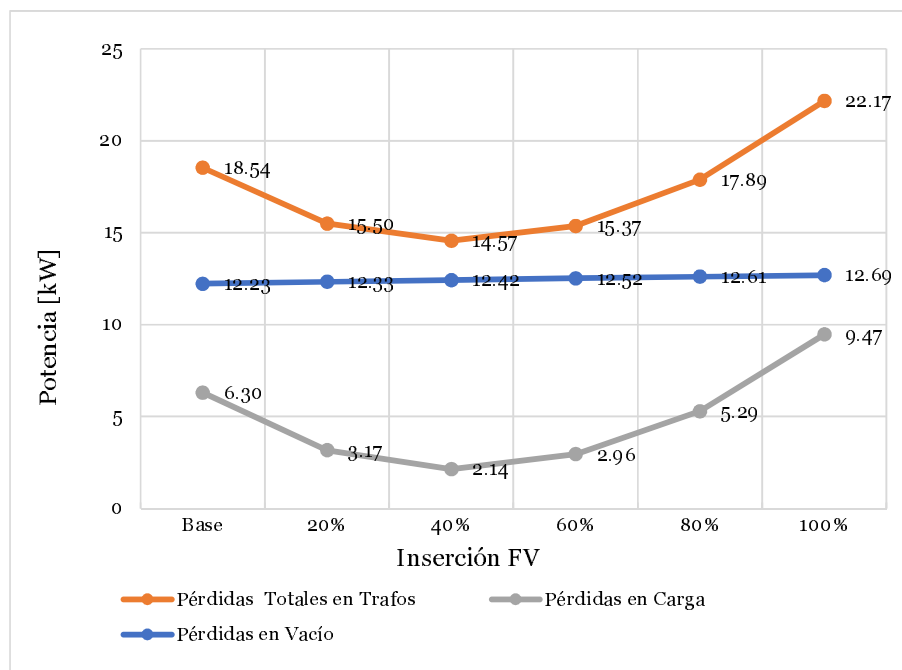


Fig. 4.2.11 Composición de las pérdidas en los transformadores. Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4.2.12 se muestra el aporte de las fuentes de suministro de potencia (*Red Externa* y paneles FV) para alimentar las pérdidas totales en los transformadores. Observándose, también, un comportamiento similar al analizado para las líneas de distribución.

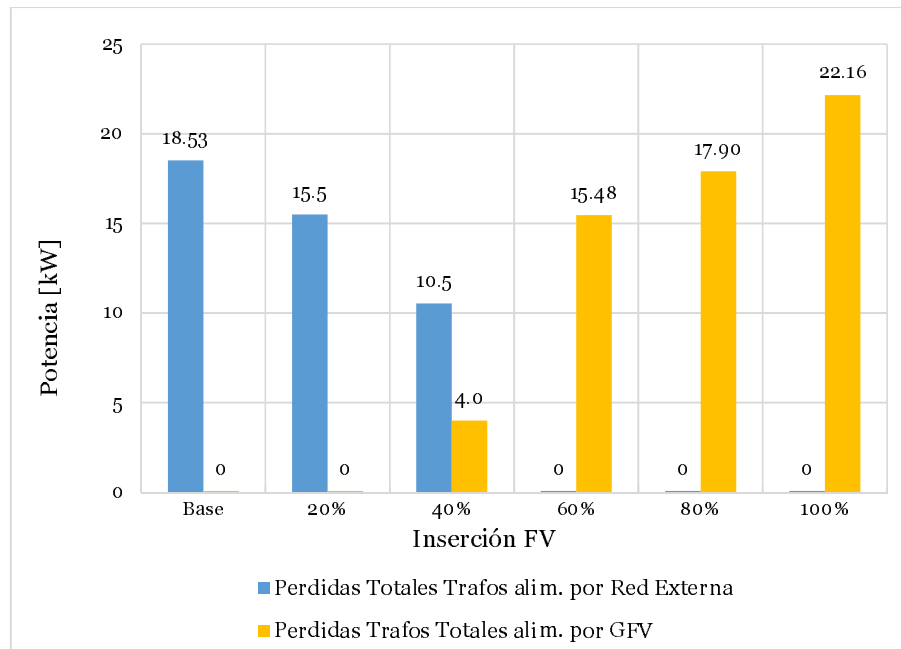


Fig. 4.2.12 Participación de las fuentes de potencia en las pérdidas activas de los transformadores.
Fuente: elaboración propia

Comentarios sobre las pérdidas activas

El análisis de las pérdidas activas del sistema efectuadas para el momento de mayor irradiancia solar o generación fotovoltaica (12/01/19 a las 12:00hs) lleva a elaborar algunas conclusiones parciales.

Respecto a las pérdida en vacío, que están provocadas por la magnetización de los transformadores, permanecen prácticamente invariables gracias a la muy poca variación de la tensión en sus bornes de alimentación, fenómeno analizado en el apartado 4.1 (Perfiles de Tensión).

La potencia disipada por efecto Joule, dependientes de la carga del sistema, son las que marcan la variabilidad de las pérdidas en su conjunto en relación al nivel de inserción FV. Partiendo del escenario base con un valor de 42.32kW, llega a un mínimo de 22,29kW para 40% de inserción FV y alcanza un máximo 65,62kW.

El punto de inflexión en el desarrollo de las pérdidas (dado para el escenario del 40%) que marca su mínimo valor, podría sugerir a éste como una condición óptima de funcionamiento de la red, deseable para cualquier sistema de distribución. Recordemos que esta condición se logra gracias a un equilibrio próximo entre la demanda de las cargas con la generación fotovoltaica, lo que lleva a minimizar la circulación de corriente en las líneas, lo cual redundaría en un alivio en la capacidad de conducción de los conductores.

Si se agrega al análisis la discriminación de los aportes proveniente de las distintas fuentes de alimentación (*Red externa* y paneles FV) a la potencia de pérdidas, se observa que el incremento de las pérdidas activas a partir del escenario 40% es asumido por la generación solar. Lo mismo ocurre con la potencia demandada por las cargas. Es decir que, si bien, para los escenarios de mayor inserción FV las pérdidas del sistema aumentan, éstas no requieren de potencia suministrada por fuentes convencionales que impliquen el consumo de combustibles y por ende la generación gases de efecto invernadero.

4.3 Balance Anual de Energía Activa

A los efectos de poder realizar una evaluación global del comportamiento del sistema de distribución que involucre el comportamiento estacional de las variables se realizó, para cada escenario, una simulación cuasi-dinámica que comprende desde el 01/01/2019 al 31/12/2019 según lo detallado en el Apartado 3.10. Se recuerda que este análisis consiste en la ejecución de una sucesión de cálculos de flujos de carga a lo largo del intervalo mencionado y con una periodicidad establecida de 30min.

Por medio del procesamiento de estos datos es posible integrar la potencia horaria en el año para poder hallar la energía relacionada con cada componente del sistema.

A partir del análisis y tratamiento de la matriz de datos, recabados de las simulaciones, en la Tabla 4.3.1 se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

4.3.1. Intercambio de Energía

La energía [MWh] puesta en juego en el Sistema de Distribución para el período analizado (2019) y para cada nivel de inserción FV, se muestra en la Fig. 4.3.1. En la misma, se grafica la participación de la energía demandada por las cargas (Eng. de Cargas (-)); la que aporta el sistema de suministro proveniente de la generación convencional a través de la *Red Externa* (Eng. Inyectada x *Red Externa* (+)); la generada por los sistemas fotovoltaicos (Eng. Generación FV (+)) y la energía de pérdidas activas totales de la red (Eng. Pérdidas Totales (-)). Se discrimina también la 'Energía Exportada a *Red Externa* (-)' como aquella que, proveniente de los paneles solares, en momentos en que excede la necesaria para alimentar el consumo de las cargas en su conjunto más las pérdidas totales, es inyectadas a la *Red Externa* mediante un flujo inverso de potencia.

Si bien las cargas se han considerado constantes, las pérdidas del sistema no lo son, por lo que resulta que la curva representativa de estas últimas no es una recta (su variación no se percibe en la Fig. 4.3.1.).

Puede observarse en la Fig. 4.3.1 cómo, a medida que crece la activación de paneles FV, disminuye el aporte de energía de la *Red Externa* (Eng. Inyectada x *Red Externa* (+)). Esta disminución se produce a un ritmo constante hasta un nivel de inserción del 60%. A partir de allí, se aprecia que la tasa de cambio de tal aporte disminuye, manifestándose por una tendencia a la estabilización de su curva. Este efecto se produce a consecuencia de que, en el caso que las fuentes FV pudieran abastecer toda la energía demandada por el sistema en horarios de sol, la *Red Externa* tendría que suministrar la energía restante (la demandada en horarios sin luz solar), constituyendo éste su valor mínimo. Es decir que, en el análisis anual del balance de energía, siempre va a existir una contribución proveniente de la *Red Externa*, aunque en algún momento del día se inyecte potencia excedente a la misma.

Tabla 4.3.1 Resumen de resultados para la evaluación de energía en el año 2019. Fuente: elaboración propia

Componente	Concepto	Escenarios de Inserción FV									
		Base [kW]	Base [%]	20% [kW]	20% [%]	40% [kW]	40 [%]	60% [kW]	60% [%]	80% [kW]	80% [%]
Sistema	Eng. Inyectada x Red Externa (+)	10944.4	100	9847.2	90.0	8790.1	80.3	7970.1	72.8	7532.7	68.8
	Eng. Inv. x Red Externa		100.0		90.2		80.7		73.2		69.2
	Eng. Inyectada por Red Relativa a Red+FV		100		90.2		80.7		71.8		64.4
	Eng. Exportada a Red Externa (-)	0.0		0.0	-0.20	-0.20		-222.2		-805.7	
OTRA FORMA	Eng. Exportada a Red Externa (-)	0.0		0.0	-0.20	-0.20		-161.81		-749.86	
	Balance Anual de Energía (Inyectada-Excedente)	10944.40		9847.2		8789.90		7747.9		6727.0	
	Eng. de Cargas (-)	10394.00		10401.4		10401.40		10401.4		10401.4	
		-10394.00		-10401.4		-10401.40		-10401.4		-10401.4	
	Eng. Pérdidas Totales (-)	550.40	5.03	513.9	4.71	492.00	4.52	482.5	4.43	487.1	4.47
		-550.40		-513.9		-492.00		-482.5		-487.1	
	Eng. Pérdidas aliment. x Red Ext.	550.40	100	513.9	100	491.74	99.95	448.19	92.9	415.85	85.4
		100		93.4		89.34		448.19	81.4	415.85	75.6
	Rendimiento del Sist. de Distribución		95.0		95.3		95.49		95.9		96.2
	Eng. Pérdidas aliment. x C.F.V.	0.00	0	0	0	0.283	0.06	34.34	7.1	71.21	14.6
	E. Perd. Alimentados por FV / Pérdidas E. Base		0		0		0.05		6.2		12.9
	En. Pérdidas en Carga	443.40	80.6	406.7	79.1	384.70	78.2	375	77.7	379.3	77.9
	En. Pérdidas en Vado	107.10	19.5	107.2	20.9	107.20	21.8	107.3	22.2	107.7	22.1
	E. Pérdidas relativas a la Energía Total		5.0		5.2		5.6		6.1		6.5
OTRA FORMA	Eng. Generación FV (+)	0.00		1065.2		2103.64		3136.11		4161.56	
	Eng. Gen. FV Neta al Sistema	0.00	0.0	1065.2	9.8	2103.44	19.3	2913.91	26.8	3355.86	30.8
	Eng. Gen. FV Neta al Sistema	0.00		1065.0		2154.30		2974.3		3411.7	
	Gen. FV Relativa a Red+FV		0		9.8		19.3		28.2		35.6
	Energía Ahorrada en consumo Propio Usuario	0		1065.2		2103.15		2879.54		3284.56	
	Energía Ahorrada relativa a E. de Cargas		0		10.2		20.2		27.7		31.6
	Energía Inyectada en Acometida Usuarios	0		0		0.49		256.57		877	
	Energía Inyectada relativa a E. Gener. FV		0		0.0		0.023		8.181		21.074
Líneas MT+BT*	En. Pérdidas Totales Líneas MT+BT	377.80		347.80		329.50		321.30		324.70	
	Eng. Pérdidas Totales Líneas MT+BT		68.6		67.7		67.0		66.6		66.7
Líneas MT*	En. Pérdidas Totales	121.70		110.00		102.70		99.50		100.20	
	Eng. Pérdidas Líneas MT		32.2		31.6		31.2		31.0		30.9
Líneas BT*	En. Pérdidas Totales	256.10		237.80		226.80		221.80		224.50	
	Eng. Pérdidas Líneas BT		67.8		68.4		68.8		69.0		69.1
Transformadores	En. Pérdidas Totales Trafos	172.70		166.10		162.50		161.20		162.40	
	Eng. Pérdidas Variables Transf.	65.60	38.0	59.00	33.5	55.20	34.0	53.70	33.3	54.70	33.7
	Eng. Pérdidas en Vado Transf.	107.10	62.0	107.20	64.5	107.40	66.1	107.60	66.7	107.70	66.3
	Eng. Pérdidas Totales Transform.		31.4		32.3		33.0		33.4		33.3

En la misma Fig. 4.3.1 se observa el crecimiento de la Energía Exportada a *Red Externa* (tomada como negativa '-') a partir del 40% de inserción FV. Ello es producto de que, a partir de allí, la generación solar supera la demandada por el sistema en los períodos de luz.

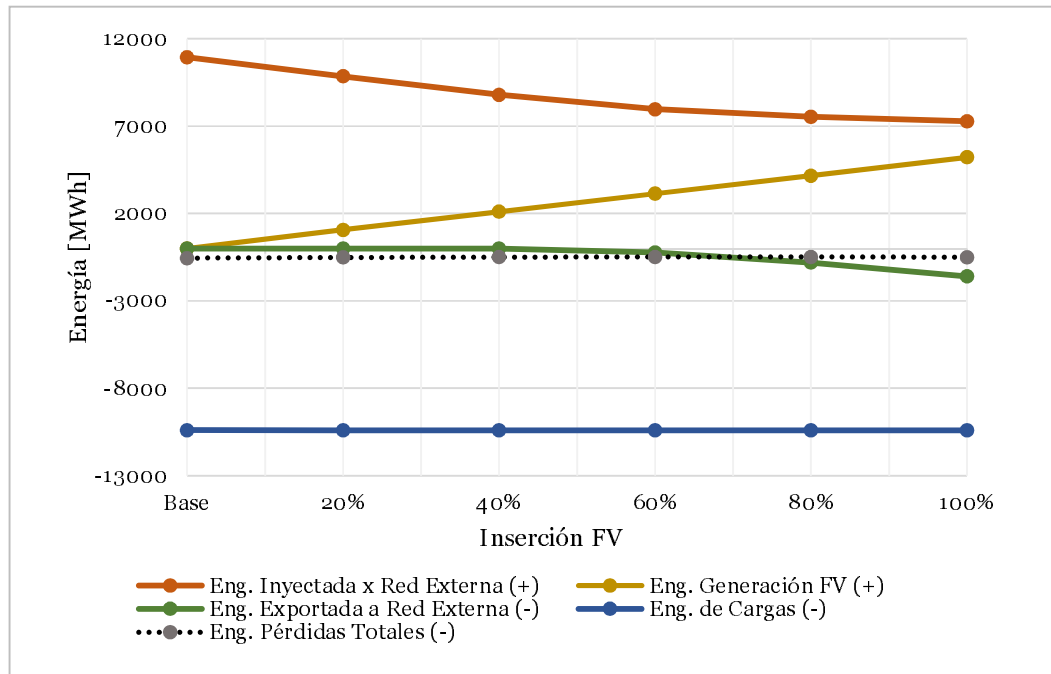


Fig. 4.3.1 Composición de la Energía en el Sistema de Distribución para el 2019. Aclaración: la “Eng. Exportada a la Red Externa (-)” se incrementa en términos negativos a partir del 40% de inserción FV. Fuente: elaboración propia

El desglose de la composición de la energía, detallado en términos de MWh para, por ejemplo, un 80% de inserción FV, resulta el que se muestra en la Tabla 4.3.2. El balance neto resulta cero entre la energía inyectada al sistema, la consumida y exportada.

Tabla 4.3.2 Balance de energía para un 80% de inserción FV. Fuente: elaboración propia.

Concepto	[MWh]
Inyectada x la Red Externa	7532,7
Generada x paneles FV	4161,56
Exportada a la Red Externa	-805,7
Carga	-10401,4
Pérdidas	-487,1

La Fig. 4.3.2 muestra la participación porcentual [%] de los aportes de energía provenientes de la *Red Externa* y de la Generación FV que asisten al sistema para

abastecer consumos propios de las cargas y pérdidas en cada escenario. En el escenario de mayor inserción se alcanza una participación del 33,3% de inyección de energía proveniente de las fuentes solares y del 66,6% proveniente de la Red Externa.

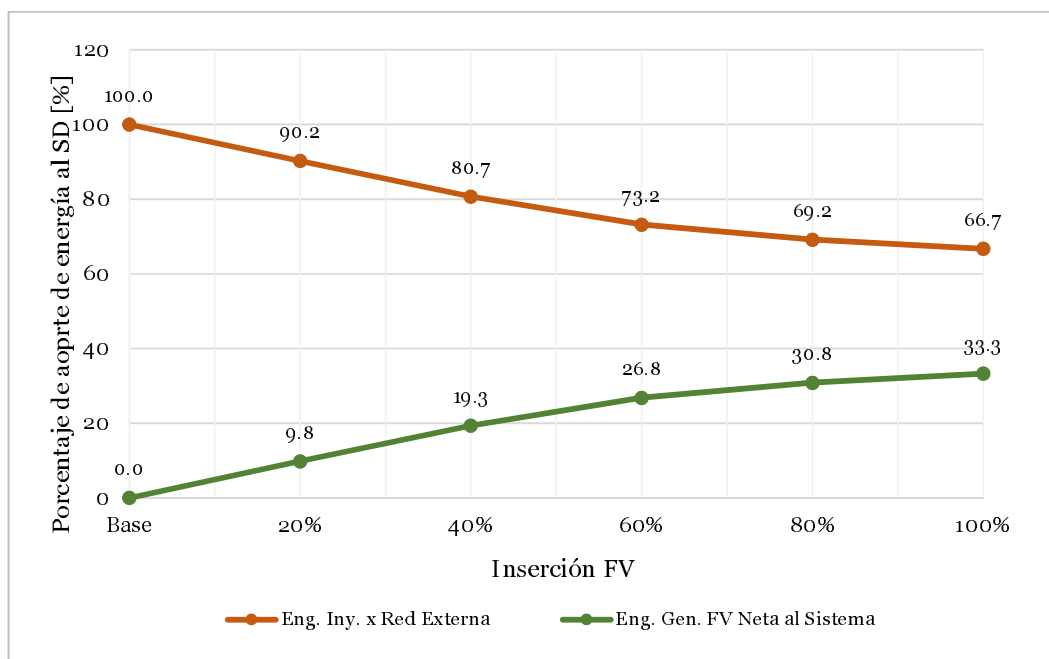


Fig. 4.3.2 Aportes de Energía al Sistema de Distribución. Fuente: elaboración propia

4.3.2. Energía Pérdidas Activas

La Fig. 4.3.3 muestra la energía anual de pérdidas totales del sistema de distribución en función del nivel de inserción FV. Las pérdidas incluyen las desarrolladas en líneas y transformadores (en vacío y variables) y los valores porcentuales representados son relativos a la energía total puesta en juego en el sistema, como la suma del consumo de las cargas más las pérdidas totales. Analizando esta curva, puede observarse que con un 60% de inserción de generación FV se logra el escenario de menor generación de pérdidas activas totales del sistema, con un valor de 4,4%. En esta condición se alcanza una reducción del 12,3% respecto a las pérdidas generadas en el escenario base. A priori, podría pensarse que éste, constituiría un escenario deseable de funcionamiento del sistema de distribución.

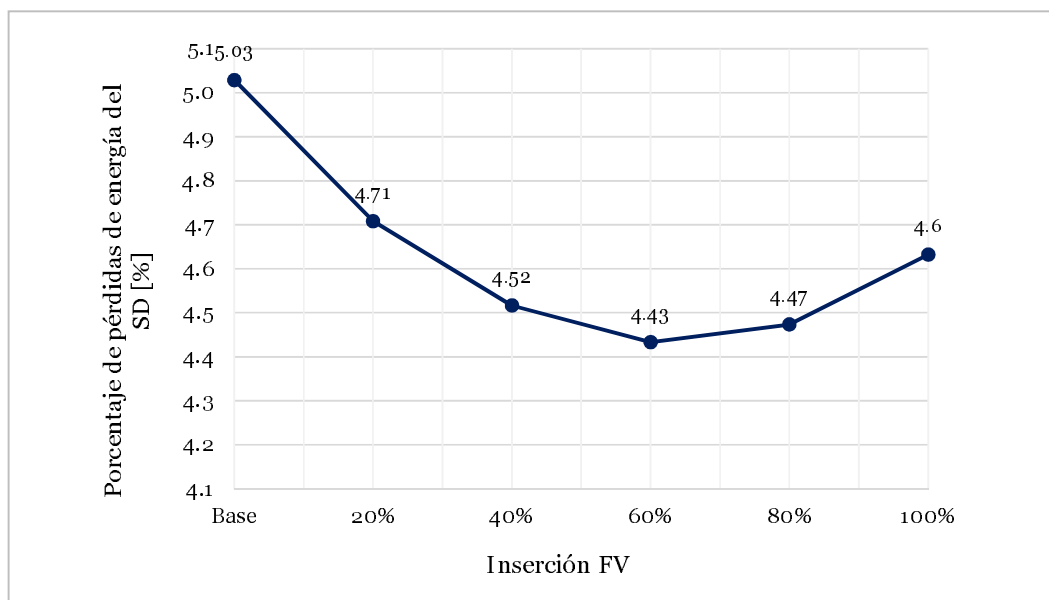


Fig. 4.3.3 Energía de pérdidas activas totales anuales del sistema de distribución relativas al total puesta en juego en el sistema. Fuente: elaboración propia

Con el mismo criterio desarrollado en el Anexo IV, fue posible hallar una discriminación aproximada de las magnitudes de la energía de pérdidas anual alimentadas por la *Red Externa* y las alimentadas por los paneles FV. Esto, para aquellos niveles de inserción FV en los cuales la contribución de potencia al sistema proviene de ambas fuentes.

Los resultados de éste análisis se muestran en la Fig. 4.3.4 en donde puede observarse, para cada nivel de inserción FV, el balance cero entre la energía aportada por la *Red Externa*, por las fuentes solares y la consumida por las pérdidas.

A diferencia de lo analizado para el balance de potencia (Apartado 4.2.2) en donde, a partir del 60% de los paneles FV insertados, toda la potencia de pérdidas es alimentada por la generación solar (Fig. 4.2.6), para el caso del análisis anual de energía de pérdidas, siempre existirá aporte desde la *Red Externa*. Este aporte será aquel necesario para alimentar las pérdidas en horarios de carencia de luz solar, alcanzando un valor límite dado por la energía de pérdidas desarrolladas en esas condiciones.

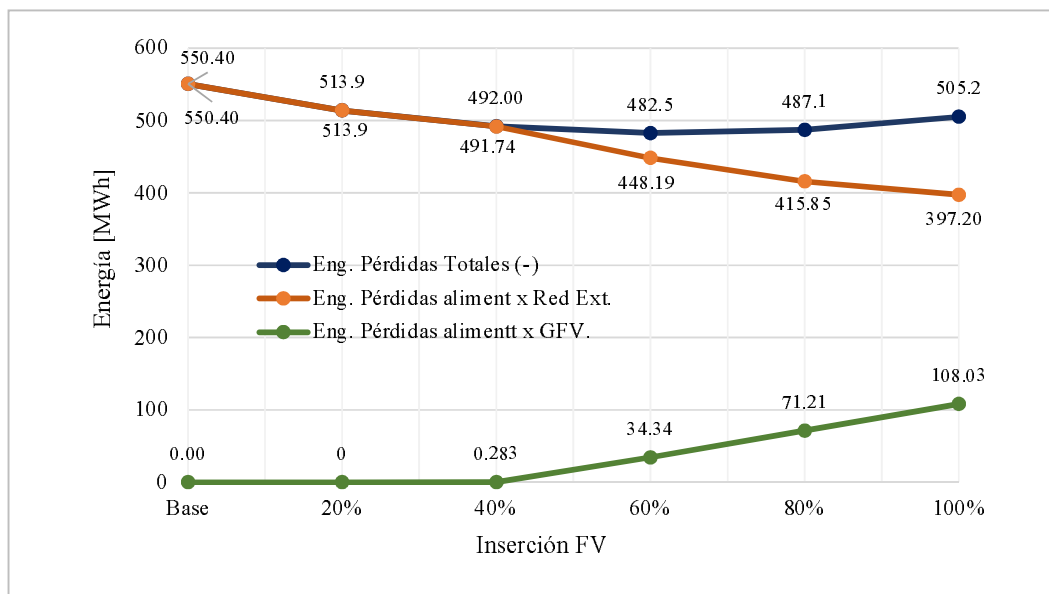


Fig. 4.3.4 Aporte de cada fuente a la energía de pérdidas anuales. Fuente: elaboración propia.

Analizando el funcionamiento de la red desde el punto de vista de ahorro energético y en particular de la generación de pérdidas activas, se puede observar en la Fig. 4.3.3 que, si bien las pérdidas aumentan más allá del 60% de inserción FV, el aporte de energía proveniente de la *Red Externa* para abastecer esa demanda en particular decrece, aumentando el aporte de la generación FV (Fig. 4.3.4).

Desde el punto de vista del ahorro de combustible y de la emisión de gases de efecto invernadero, es conveniente que la mayor porción posible de las pérdidas activas sea alimentada por el sistema de energía limpia: la generación FV. De allí que el punto de trabajo de la red correspondiente a las mínimas pérdidas, no implica el menor ahorro de combustible convencional ni la mejor situación ambiental.

Efectuando un análisis conceptual similar al realizado para el balance de potencia en el día 12/01/19 a las 12:00hs (Apartado 4.2.1) pero desde el punto de vista energético, y observando la Fig. 4.3.4, surge que con un nivel de inserción FV de hasta el 20%, la potencia generada por los paneles FV resulta menor que la demandada por la carga en todo el año, hecho que se observa en la Fig. 4.3.6 para una porción del mes de enero (período de mayor generación FV).

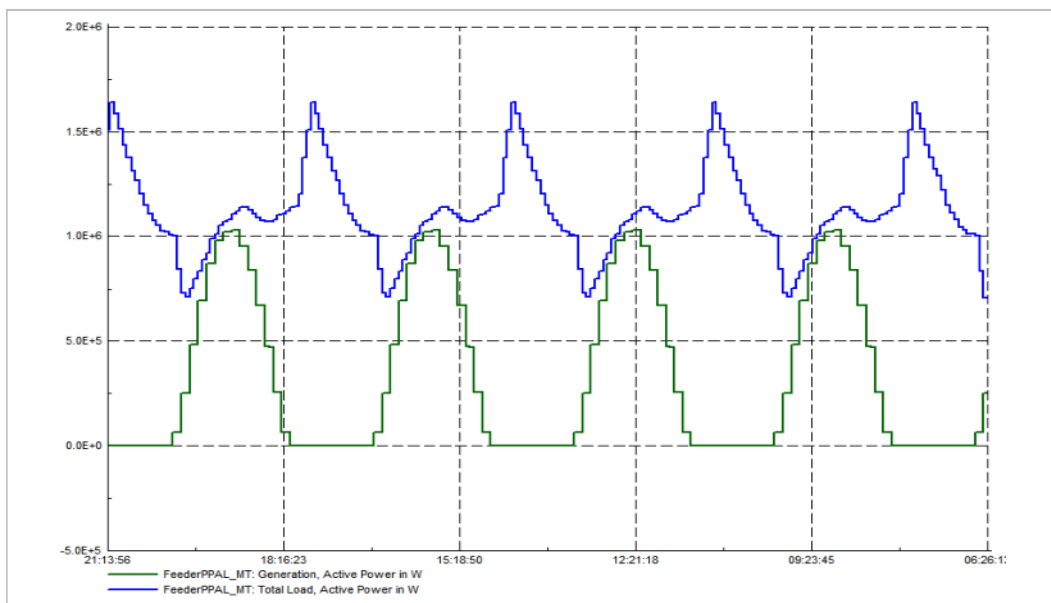


Fig. 4.3.6 Curvas de generación FV, demanda de la carga y pérdidas 4 días de enero con 20% de Inserción FV. En verde: generación FV, en azul: demanda. Fuente: elaboración propia.

A partir de un nivel de inserción del 40%, durante las épocas del año de mayor radiación solar (noviembre a febrero), la generación de potencia proveniente de los paneles FV supera la demandada por los usuarios, hecho que origina un excedente de energía diaria que es inyectada al sistema de distribución. Como se mencionara en el Apartado 4.2.1, si el excedente de potencia supera la suma de la demanda por los usuarios más las pérdidas totales del sistema, se dará origen a un flujo inverso que exportará potencia activa a la *Red Externa*, situación que es mostrada en la Fig. 4.3.5.

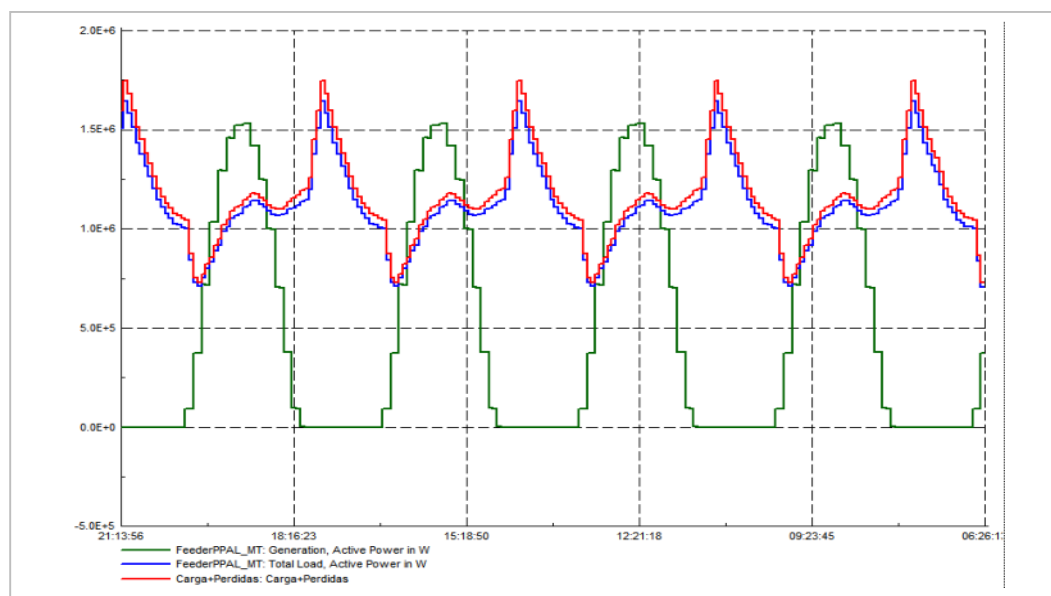


Fig. 4.3.5 Curvas de generación FV y demanda de la carga 4 días de enero con 40% de Inserción FV. En verde: generación FV; en azul: demanda; en rojo: demanda+pérdidas. Fuente: elaboración propia.

En circunstancias mencionadas en el párrafo anterior, y con el mismo análisis global del sistema, la energía FV que supera la requerida por los usuarios, es consumida por las pérdidas activas de la red, con la consecuente disminución del aporte proveniente de la *Red Externa*. La Fig. 4.3.7 muestra el aporte de energía, en términos porcentuales, suministrada a las pérdidas por parte de ambas fuentes en función del nivel de inserción fotovoltaica. La curva “Eng. Pérdidas aliment. x GFV” puede interpretarse como un ahorro de energía en el suministro de la *Red Externa* en concepto de pérdidas activas. Este ahorro conlleva consecuentemente a un ahorro en combustible y una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, por no requerirse de fuentes de generación eléctrica convencionales. En el escenario de mayor inserción, la participación alcanza al 21,4% para la fuente solar y 78,6% para la *Red Externa*.

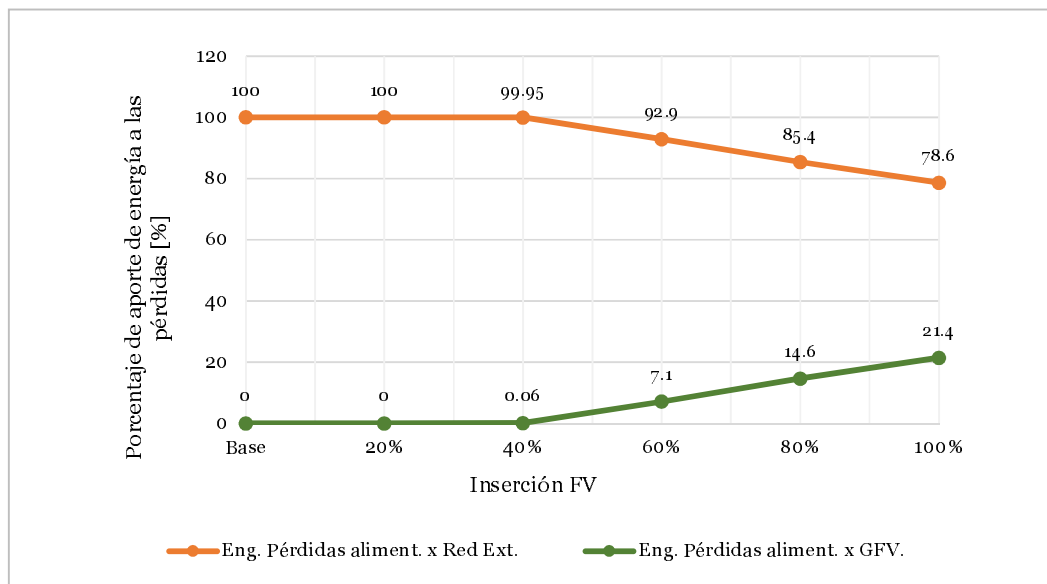


Fig. 4.3.7 Aportes de energía a las pérdidas activas. Fuente: elaboración propia.

La Fig. 4.3.8 muestra el ahorro de energía en concepto de pérdidas activas relativas al Estado Base, que alcanza su valor máximo de 19,6% para el nivel de inserción del 100%.

Considerando la energía de pérdidas sólo a aquella aportada por la *Red Externa*, se grafica en la Fig. 4.3.9 la evolución del rendimiento del Sistema de Distribución definido como la relación:

$$\eta = \frac{\text{Energ. de Pérdidas alimentadas por la Red Externa}}{\text{Energía Total del Sistema}}$$

Se puede observar que el rendimiento se desarrolla en constante aumento, en tanto haya más aporte de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos. En comparación con el escenario base, para el de mayor inserción, se logra una mejora 1,3%.

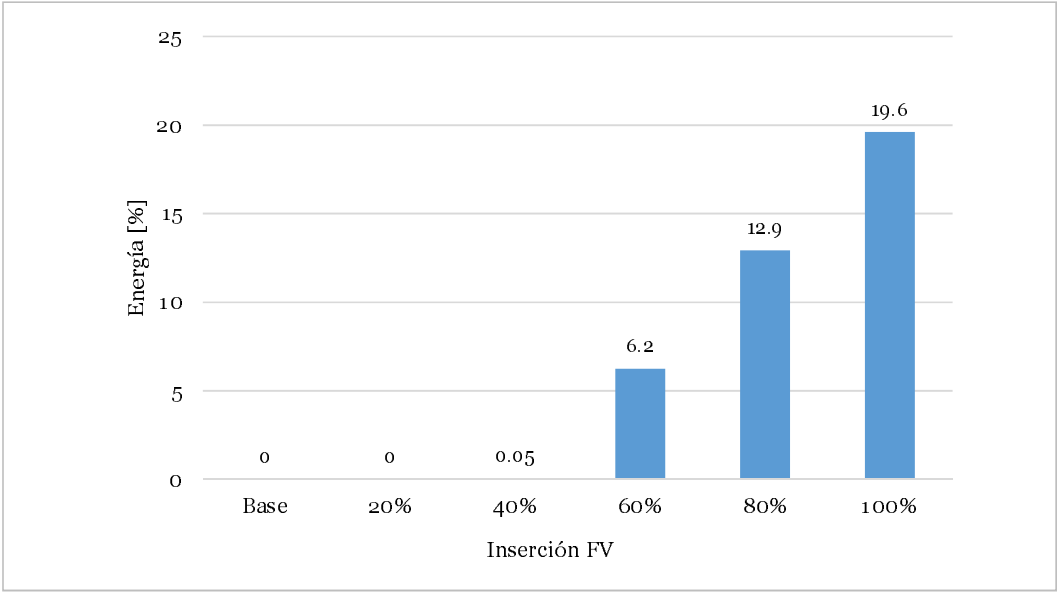


Fig. 4.3.8 Porcentaje de ahorro de energía en concepto de pérdidas respecto al Escenario Base. Fuente: elaboración propia.

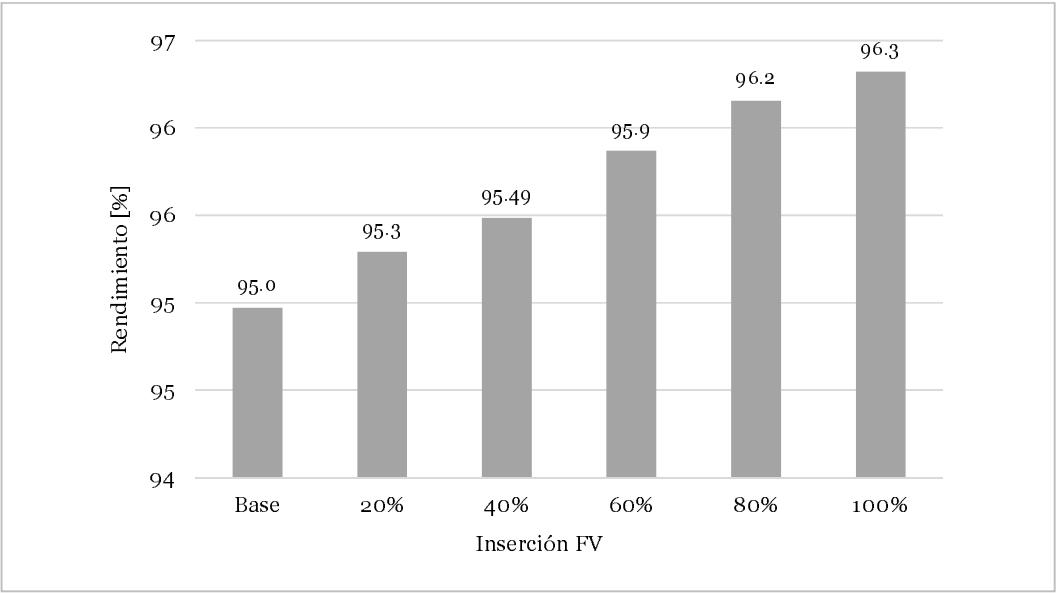


Fig. 4.3.9 Rendimiento del Sistema de Distribución. Fuente: elaboración propia.

4.3.3. Composición de Energía de Pérdidas Activas

Fue posible discriminar la composición de la energía de pérdidas activas entre aquellas relacionadas con la carga del sistema (pérdidas variables o en carga) y las independientes de la carga (pérdidas en vacío).

En la Fig. 4.3.10 puede observarse que la energía de pérdidas en vacío de los transformadores permanece casi constante. Como ya se explicó en el Apartado 4.2.2 las pequeñas variaciones, en función de la inserción FV, se debe a que las pérdidas mencionadas dependen de la tensión que alimenta a cada transformador. La tensión en sus bornes varía debido a la caída de tensión en las líneas, producto de la carga y aportes de potencia, siendo aquellas de bajo valor. La variabilidad de la energía de pérdidas en su conjunto está marcada por aquellas producidas en las líneas conductoras de distribución. El mínimo de esa energía de pérdidas anual se alcanza para una inserción FV del 60%, como se observa en la Fig. 4.3.10.

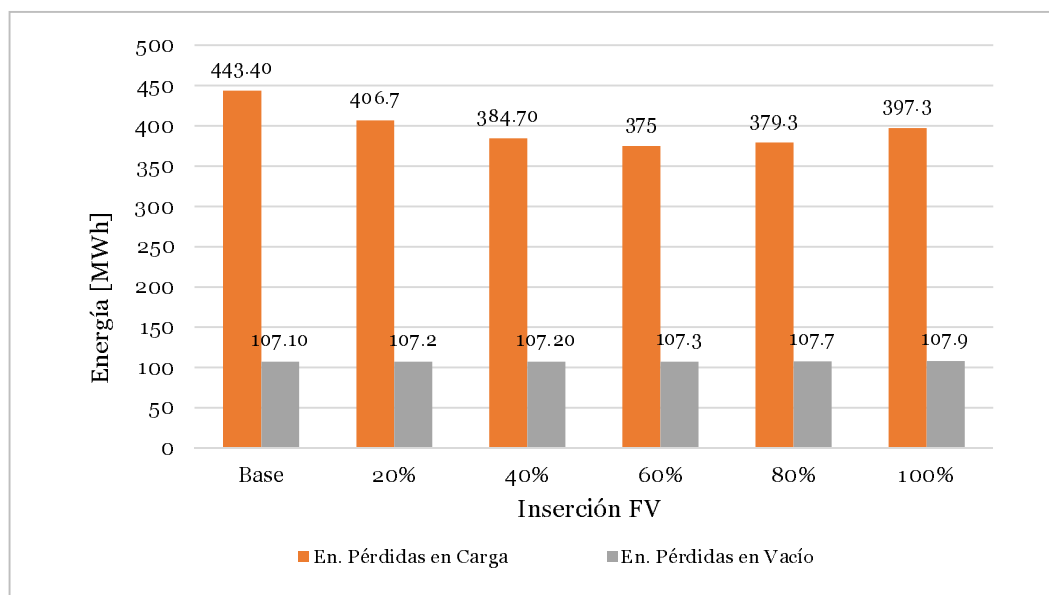


Fig. 4.3.10 Discriminación de energía de pérdidas: variables y en vacío. Fuente: elaboración propia

En la Fig. 4.3.11 se muestra el desglose de energía de pérdidas en líneas y transformadores. Las curvas corresponden a las pérdidas por efecto Joule en líneas de media y baja tensión y las pérdidas totales en los transformadores. La mayor parte de las pérdidas corresponden a las provocadas por efecto Joule en las líneas, con un promedio cercano al 70%, evidenciándose su menor valor para un nivel de inserción FV del 60%, que se corresponde con el escenario de mayores pérdidas en los transformadores, por incremento en su componente de pérdidas en vacío.

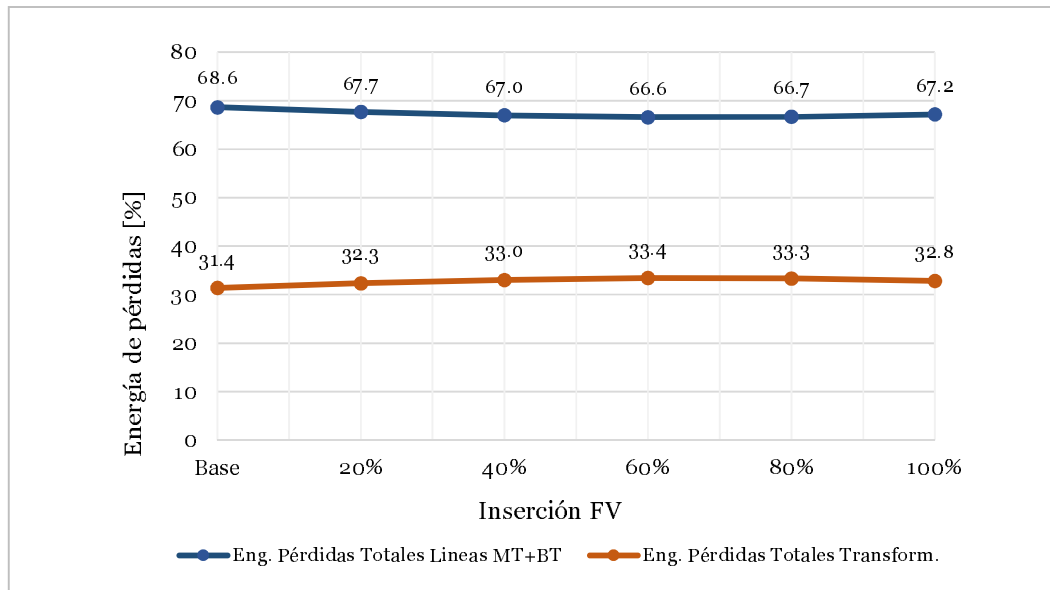


Fig. 4.3.11 Composición de energía de pérdidas activas. Fuente: elaboración propia.

Del análisis detallado del comportamiento de las pérdidas en las líneas (Fig. 4.3.12) se deduce que las de BT desarrollan la mayor parte de la energía por efecto Joule. A medida que la inyección de potencia por parte de los usuarios-generadores se incrementa y dado que las fuentes FV se encuentra en el lado de BT del sistema, disminuye la circulación de corriente por las líneas de MT y consecuentemente su consumo de energía en concepto de pérdidas.

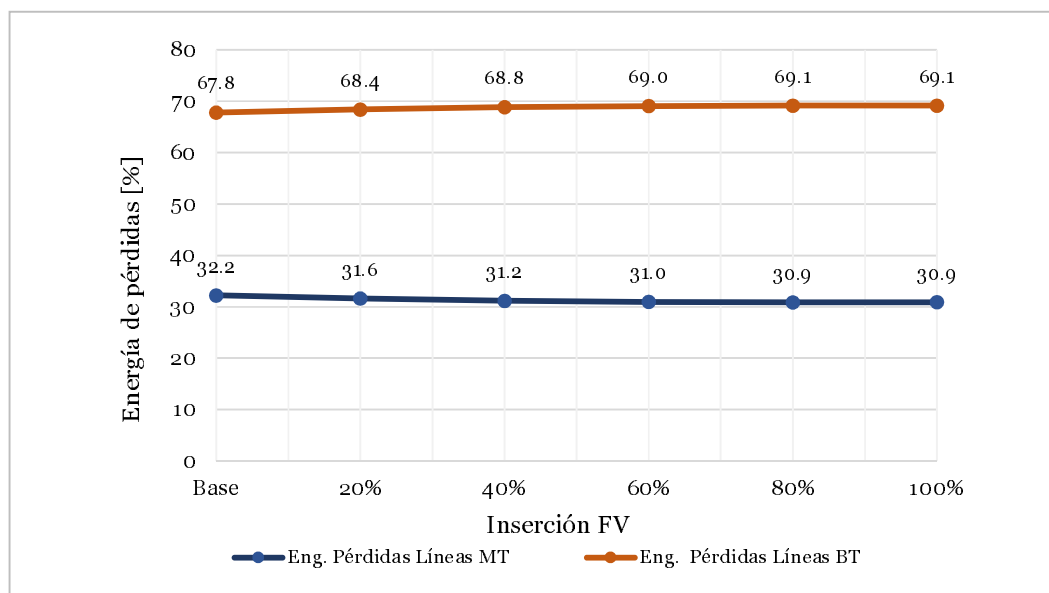


Fig. 4.3.12 Participación de la red de MT y BT en la energía de pérdidas activas de las líneas de distribución. Fuente: elaboración propia

Respecto a la composición de la energía de pérdidas en los transformadores, la Fig. 4.3.13 muestra la participación de las pérdidas en vacío y las variables o en carga. En el punto de inserción FV del 60%, que coincide con el escenario de menor desarrollo de pérdidas activas totales, puede observarse que las pérdidas en vacío alcanzan su valor más alto con un 66,7% de las pérdidas totales de los transformadores, correspondiendo a un 22,3% de las pérdidas totales del sistema. Esta situación se debe a que en este escenario se produce la condición de menor caída de tensión en las líneas de MT y consecuentemente la mayor tensión aplicada en bornes de los transformadores. Para el mismo escenario, se produce el menor desarrollo de pérdidas variables en este equipamiento, bajo la circunstancia de corresponder al menor intercambio de potencia entre las líneas de media y baja tensión.

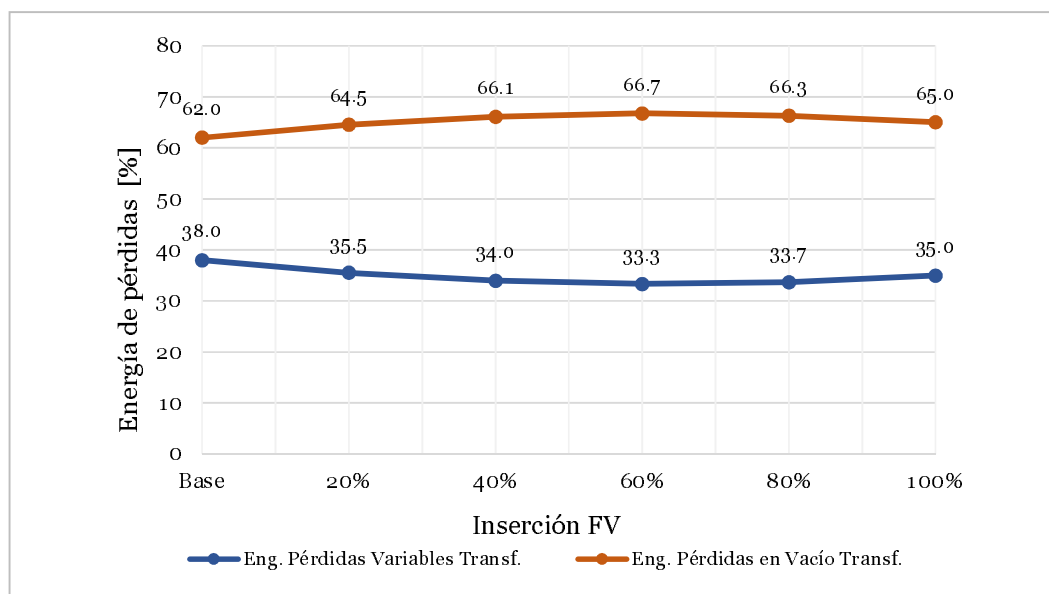


Fig. 4.3.13 Composición de la energía de pérdidas en los transformadores. Fuente: elaboración propia

A modo de resumen, se muestran en la Tabla 4.3.3 las principales variables energéticas para el escenario de mayor inserción fotovoltaica.

Tabla 4.3.3 Balance de Energía para 100% de Inserción FV. Fuente: elaboración propia.

Concepto		Unidad
Energía Anual en el Sistema	12499,45	MWh
Cargas	95,4	%
Pérdidas Totales Sistema	4,6	%
Perdidas Aliment. x Red Externa	78,6	%
Perdidas Aliment. x GFV	21,4	%
Energía Perdidas ahorradas de la Red Ext. respecto a energ. de Perd. del Esc. Base	19,6	%
Rendimiento del Sist. Distrib. Estado Base (Pérd. aliment. x Red Ext./Energía Total)	95,0	%
Rendimiento del Sist. Distrib. Esc. 100% (Pérd. Aliment. x Red Ext./Energía Total)	96,3	%

Comentarios sobre la composición de la energía de pérdidas

Mediante el análisis del balance de energía de pérdidas activas se logró encontrar un punto de funcionamiento en el cual el sistema produce la menor cantidad de energía anual en concepto de pérdidas activas totales. Este escenario de trabajo no significa que sea una condición óptima de funcionamiento del sistema si se analiza desde el punto de vista del ahorro de energía proveniente de la *Red Externa*. Por cierto, el escenario de menores requerimientos de energía suministrada por la *Red Externa* corresponde al de mayor inserción de generación FV. Para este último, se logra una mejora en el rendimiento del Sistema de Distribución del 1,3% con un ahorro de energía en concepto de pérdidas activas, respecto a las pérdidas suministradas por la *Red Externa* en el escenario base del 19,6%.

4.4 Análisis del Impacto Ambiental

En principio, cabe aclarar que en este trabajo se hace referencia únicamente a la cantidad de GEI que dejan de ser emitidos debido a los efectos directos que tiene la integración de paneles a la red eléctrica pública, sin considerar el ciclo de vida de los sistemas de generación FV: proceso de fabricación, transporte e instalación. En estos procesos se emite una cierta cantidad de GEI, los cuales deberían ser tenidos en cuenta al realizar un estudio detallado del impacto ambiental, el cual queda fuera del alcance de este trabajo.

Para realizar el análisis del impacto ambiental producido por la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica en la red de estudio, se tomaron como referencia las directivas [44] y cálculos [45] de los documento elaborado por la Secretaría de Energía y Subsecretaría de Planeamiento Energético según lo descripto en el Apartado 3.11.

4.4.1. Emisiones de GEI. Margen Combinado (MC)

Para calcular las emisiones de GEI se toma el Factor de Emisión anual (2019) del Sistema Interconectado Nacional (SADI) como un Margen Combinado (MC), que resulta de la composición del margen de construcción (BM) y el margen de operación (OM) con un valor de 0,4071 tCO_{2eq}.

De los resultados de las simulaciones, cuyos datos se muestra en la Tabla 4.3.1, surge la evolución de la energía inyectada por la *Red Externa* al distribuidor en función de la inserción FV que, como se puede observar en la Fig. 4.4.1, a medida que se incrementan los paneles FV activos, el aporte disminuye. Esta disminución, respecto a escenario base, puede interpretarse como un ahorro de energía eléctrica proveniente de fuentes despachables de la red interconectada. El ahorro de energía se traduce en una disminución en la generación de gases de efecto invernadero (GEI) valorados por el factor de emisión. Así en la Tabla 4.4.1 se muestran las tCO_{2eq} consecuentes con la energía ahorrada.

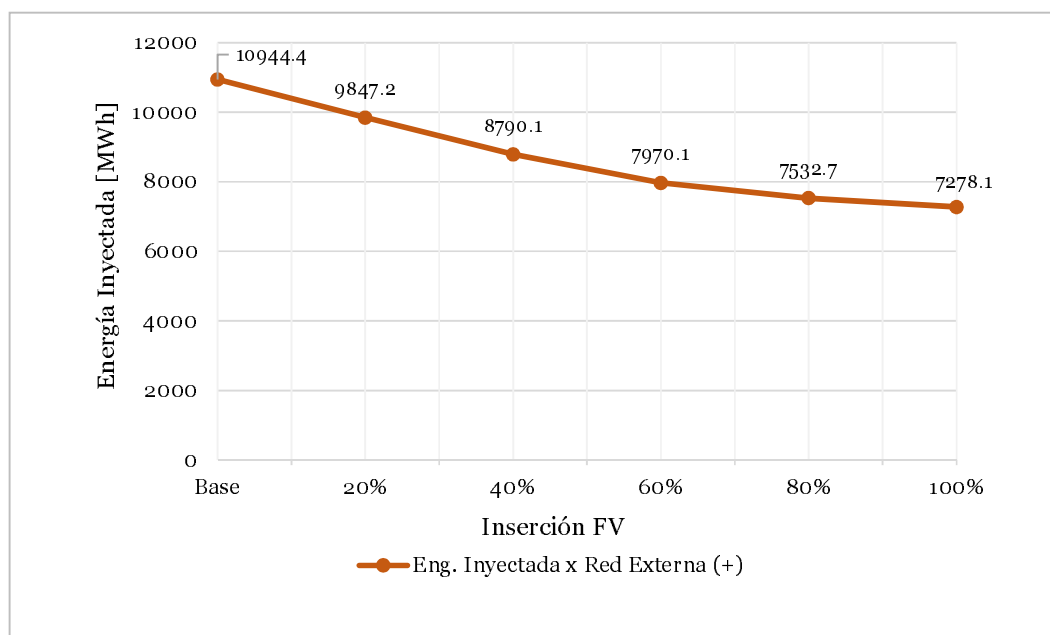


Fig. 4.4.1 Energía Inyectada al distribuidor por la Red Externa. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4.4.1 Cálculo del ahorro anual de emisiones de GEI en la red de distribución por implementación de generación FV. Fuente: elaboración propia.

Escenario	Energía Inyectada x Red Externa [MWh]	Energía Ahorrada [MWh]	Factor de Emisión [tCO _{2eq} /MWh]	GEI [tCO _{2eq}]
Base	10944.4	-	-	-
20%	9847.2	1097.2	0,4071	446.7
40%	8790.1	2154.3	0,4071	877.0
60%	7970.1	2974.3	0,4071	1210.8
80%	7532.1	3412.3	0,4071	1389.1
100%	7278.1	3666.3	0,4071	1492.6

En la Fig. 4.4.2 se grafican los valores de la cantidad equivalente de GEI ahorrados en [tCO_{2eq}]. Se puede notar que la tasa de cambio es decreciente a medida que se incrementa el porcentaje de inserción FV. Es decir que la cantidad de emisiones ahorrada tiende a un valor máximo, el cual no puede ser superado. Esta condición se alcanza hipotéticamente cuando la generación FV logra abastecer la totalidad de la demanda de los usuarios dentro del horario de luz solar.

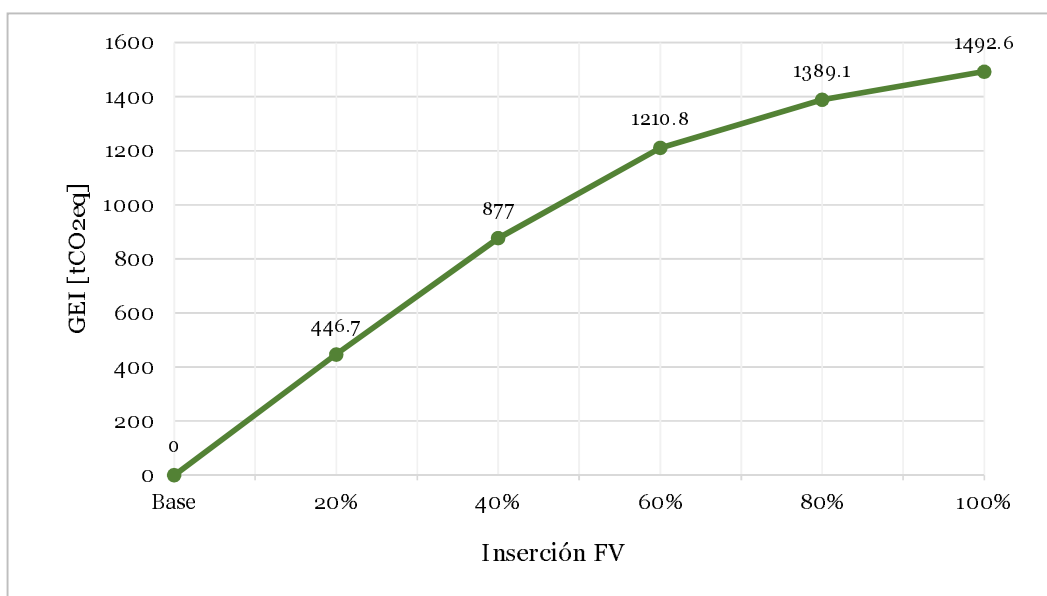


Fig. 4.4.2 Ahorro anual de emisiones de GEI en la red de distribución por implementación de generación FV. Fuente: elaboración propia.

Para el presente estudio, se obtuvo un ahorro del 33,5% en emisiones de GEI para un 100% de inserción FV relativas a las emisiones registradas en el escenario base de acuerdo a la Fig. 4.4.3.

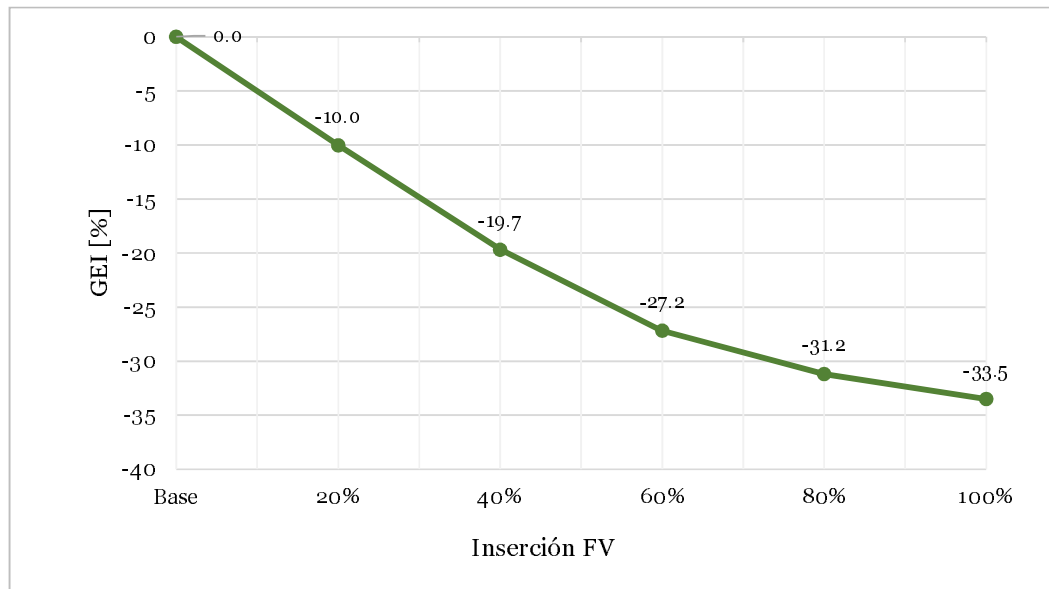


Fig. 4.4.3 Ahorro anual de emisiones de GEI, expresado en porcentaje respecto al escenario Base. Fuente: elaboración propia

En el análisis precedente sobre el impacto ambiental, se consideraron exclusivamente los cambios y ahorro de energía producidos en la propia red de distribución estudiada. Pero, existe energía proveniente de los sistemas fotovoltaicos que por momentos puede exceder a la demandada de los usuarios (más las pérdidas en la red) y es exportada a la *Red Externa* (Apartado 4.2.1). Esta energía es consumida por algún usuario que se encuentre en ella, por lo tanto, también constituye energía ahorrada al Sistema Interconectado y consecuentemente ahorro en la emisión de GEI. En base a los datos de la Tabla 4.3.1 que aporta los valores de energía FV exportada y el factor de emisión se calcularon las magnitudes de GEI horrrados bajo este concepto como se muestra en la Fig. 4.4.4.

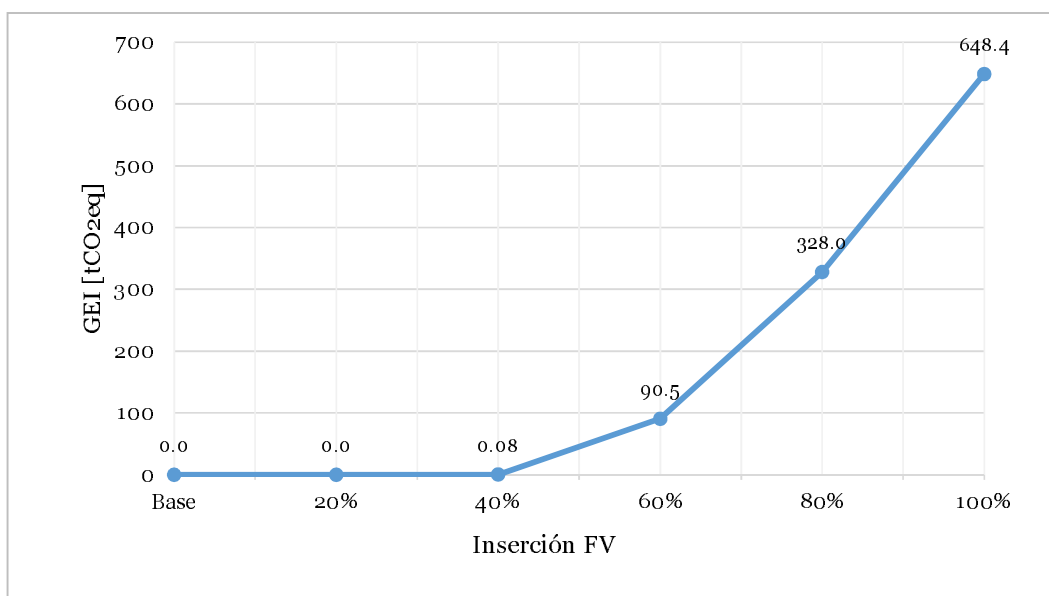


Fig. 4.4.4 Cantidad de GEI equivalentes ahorrados, producto de la energía FV exportada a la red Externa. Fuente: Elaboración propia.

La composición del ahorro de GEI entre el sistema de distribución propio y la Red Externa puede observarse en la Fig. 4.4.5.

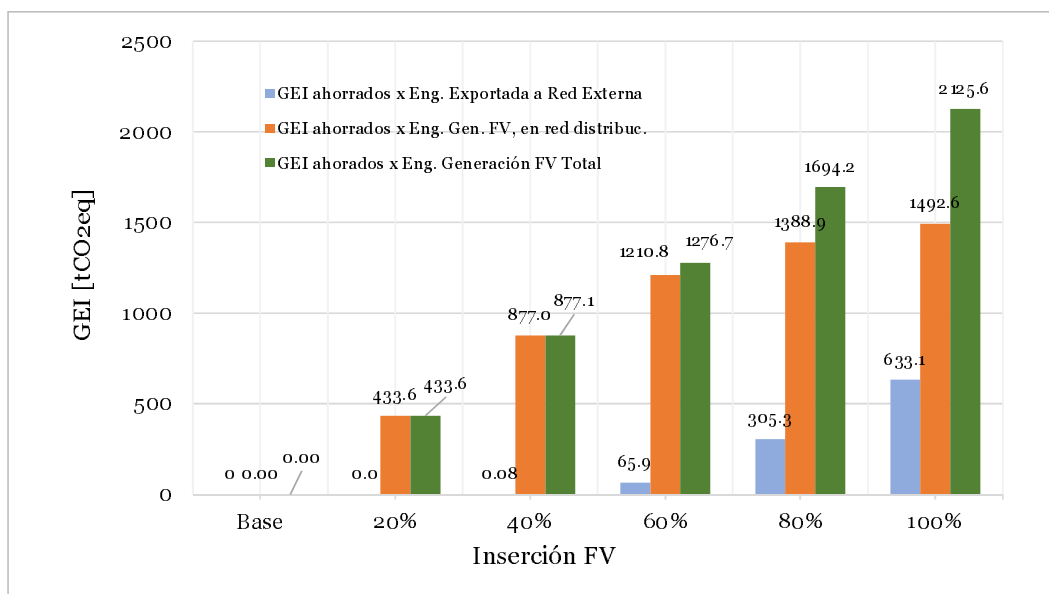


Fig. 4.4.5 Discriminación del ahorro de GEI entre el sistema de distribución y la Red Externa. Fuente: elaboración propia.

En virtud de haber realizado una discriminación del aporte de la generación FV y la *Red Externa* a la energía de pérdidas de la red (Apartado 4.2.2), es posible asociar la cantidad de GEI ahorrados en dicho concepto como las tCO_{2eq} ligadas a la energía aportada por las fuentes solares a las pérdidas. Procesando los datos mostrados en la Tabla 4.3.1, en la Fig. 4.4.6 se detallan las cantidades aludidas, observándose un ahorro máximo, para el 100% de inserción FV de 43.98 tCO_{2eq} .

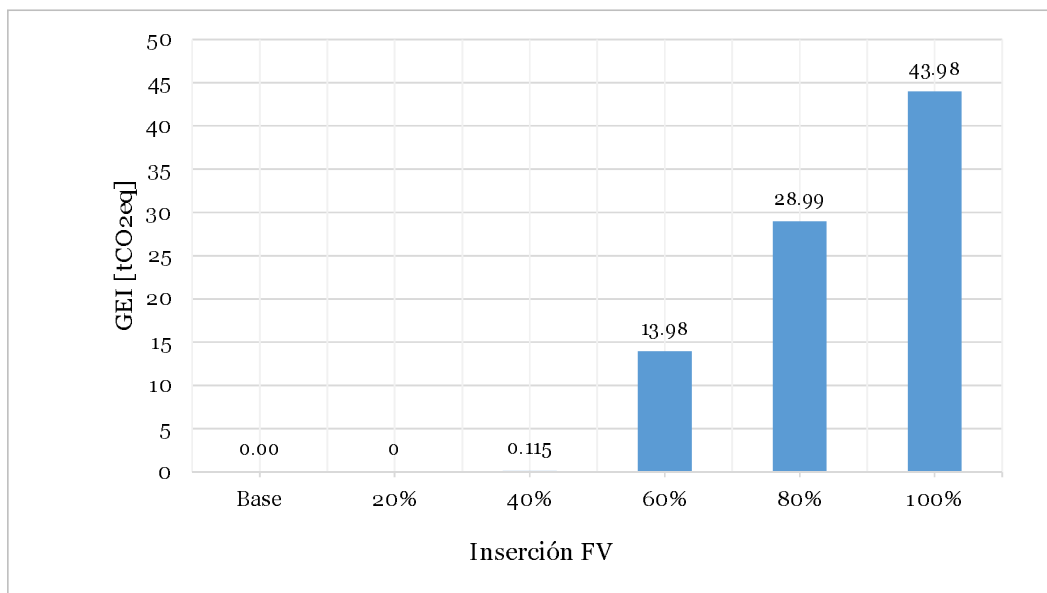


Fig. 4.4.6 Cantidad de GEI equivalentes ahorrados, producto de la energía FV aportada a las pérdidas de la red. Fuente: Elaboración propia

Los valores mostrados en la Fig. 4.4.6 son expresados en términos porcentuales respecto a la energía pérdidas de la red de distribución en el escenario base en la Fig. 4.4.7. En la misma se puede destacar que, para el escenario con el 100% de los paneles FV activados, se alcanza un ahorro del 19,6% de tCO_{2eq} de GEI producto del reemplazo del aporte de energía de fuentes despachables por generación solar.

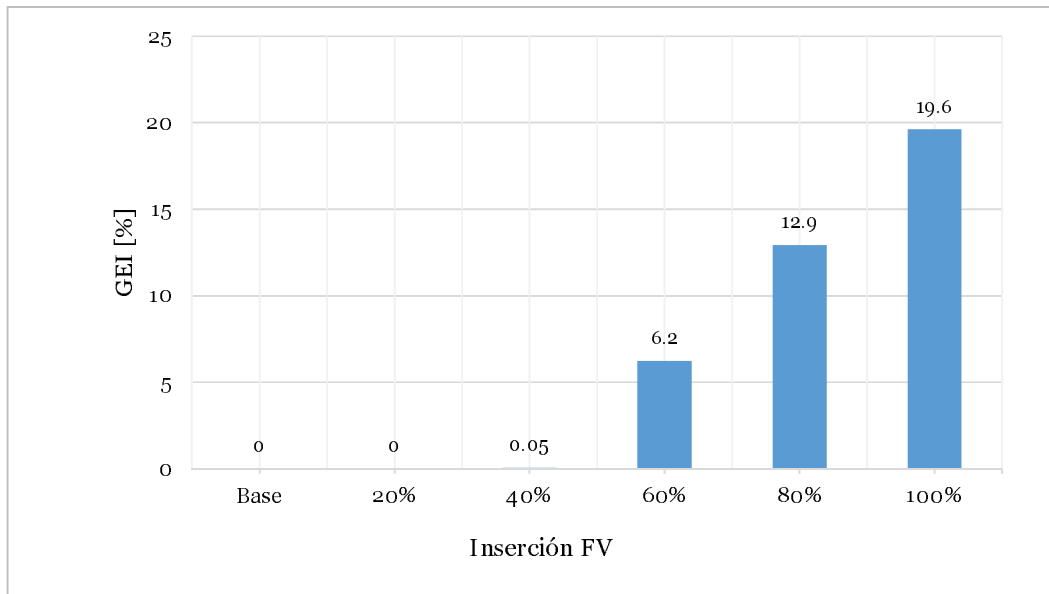


Fig. 4.4.7 Porcentaje de GEI ahorrados en concepto de energía de pérdidas de la red por aporte de la generación FV. Fuente: elaboración propia.

4.4.2. Emisiones de GEI. Margen Operativo por Despacho

En el apartado anterior se calcularon las tCO_{2eq} de GEI con un factor de emisión calculado en base al Margen Combinado que consiste en un promedio ponderado de dos factores: el Margen de Construcción (BM) y el Margen de Operación (OM) dado por la ec. (3.11.1) del Apartado 3.11:

$$CM = w_{BM} \cdot BM + w_{OM} \cdot OM$$

El Margen Operativo estima el factor de emisiones de las plantas de generación eléctrica que hubiesen operado en lugar del proyecto. Para su cálculo, la metodología prevé cuatro opciones [44]:

- 1) Promedio: promedio de todas las máquinas.
- 2) Simple: promedio de las máquinas térmicas.
- 3) Simple Ajustado: variante del simple, en el caso en que máquinas de bajo costo estén en el margen en algunas horas.
- 4) Análisis de Despacho: promedio de las máquinas que estén en el 10% más alto del orden de mérito del despacho. Requiere cálculo horario.

El documento [44] señala que “los proyectos de pequeña escala y, en general, los de eficiencia y los que consumen energía de la red pueden usar cualquiera de las cuatro opciones”.

El Margen Operativo, según el índice 4) (Análisis de Despacho), se calcula en base a las unidades que estén en el tope del despacho en cada hora. El instrumento [45] toma la información provista por CAMMESA para la realización de los cálculos de los factores de emisión horarios. De ella extrae la generación y consumo de combustible asociado por tipo (gas natural, carbón, fuel oil, gas oil) utilizado por las máquinas que cubrieron el diez por ciento (10%) de la generación de mayor costo en cada hora.

Es decir, que el Factor de Emisión, que tiene en cuenta sólo el Margen Operativo calculado en base a las unidades generadoras que realmente se despachan durante cada hora donde el proyecto está desplazando la electricidad de la red, permite estimar el impacto directo que tiene la incorporación de la generación distribuida solar en el ahorro de emisiones de GEI.

En el documento [45] se dispone de la información procesada, donde se brinda los resultados del cálculo Margen Operativo para cada hora del año 2019.

En base a esta información se recalcularon los ahorros en las emisiones de GEI asociadas a la generación FV en el sistema de distribución. En la Fig. 4.4.8 se grafican las tCO_{2eq} ahorradas producto de la generación energía FV total. Se destaca la diferencia que, por ejemplo, para un nivel de inserción FV del 100% muestra un ahorro directo en emisiones de gases de $2711,2tCO_{2eq}$, mientras que con el cálculo del Factor de Emisión global (MC) se calculó un valor de $2125,6tCO_{2eq}$

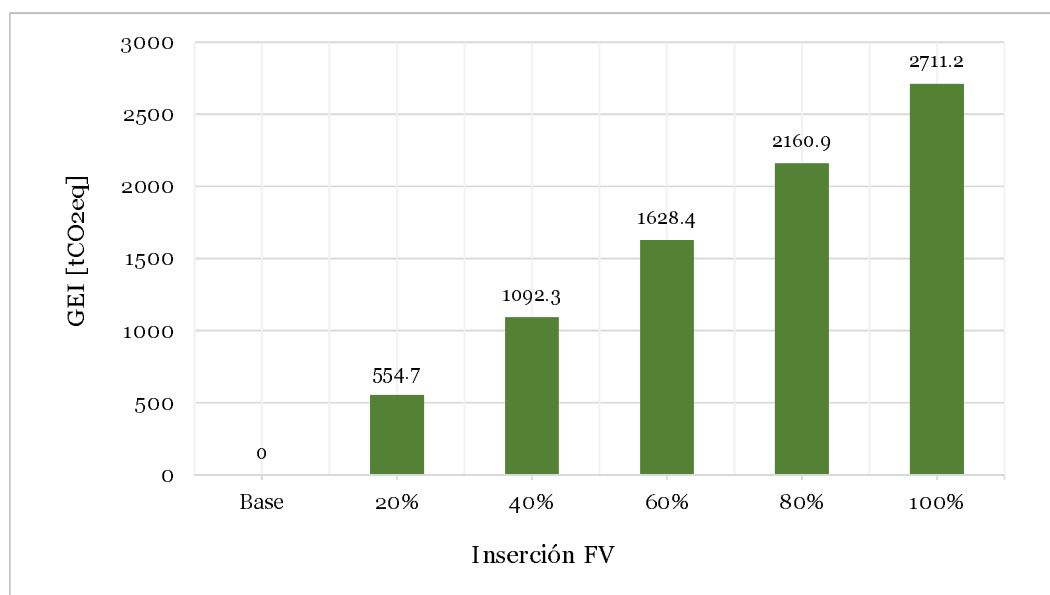


Fig. 4.4.8 Cantidad de GEI equivalentes ahorrados, producto de la energía FV generada (total) calculadas en base al Margen Operativo. Fuente: Elaboración propia.

En la Fig. 4.4.9 se muestra la cantidad de GEI equivalentes ahorrados a consecuencia de la energía FV aportada a las pérdidas de la red que, por ejemplo, para un nivel de inserción FV de 100% es de 55,87 tCO_{2eq}. El mismo cálculo realizado por igual concepto con el Factor de Emisión global (MC) arrojaba un ahorro de 43,98 tCO_{2eq}.

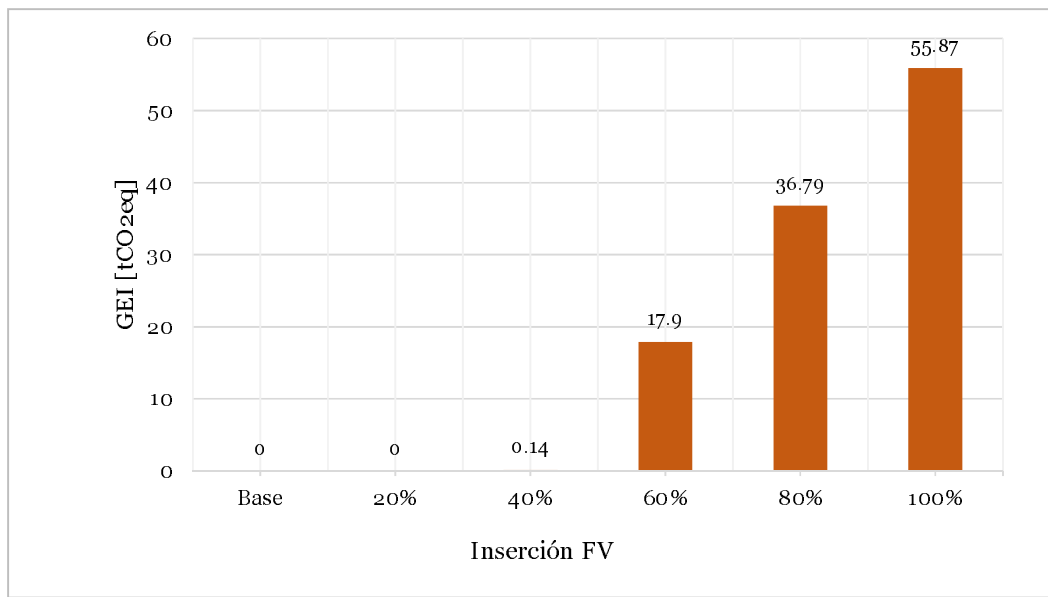


Fig. 4.4.9 Cantidad de GEI equivalentes ahorrados, producto de la energía FV aportada a las pérdidas de la red calculadas en base al Margen Operativo. Fuente: Elaboración propia

Comentarios sobre las emisiones de GEI

Del análisis realizado en los párrafos anteriores surge que, a medida que crece la inserción de paneles FV, la disminución en la producción de GEI también se incrementa, evidenciado por el menor aporte de energía de la *Red Externa* al sistema de distribución. En el escenario con la totalidad de los paneles FV activos se alcanza un ahorro de 1492,6 tCO_{2eq} que representa un 33,5% respecto a la condición inicial del sistema (Escenario Base) considerando el factor de emisión como el Margen Combinado.

En términos globales, es decir la cantidad de GEI que se dejan de emitir gracias a la incorporación de GD solar, también es siempre mayor, dado que, al permitirse la inyección de potencia por parte de los usuarios generadores, el excedente de energía generada en el sistema es exportado a la *Red Externa* y consumido por otro usuario. Considerando esta circunstancia, se logra una reducción en la emisión de GEI 2125,6 tCO_{2eq}.

En el análisis de la pérdidas realizado en el Apartado 4.3.2 pudo encontrarse un estadio en el que el sistema produce la menor cantidad de energía anual en concepto de pérdidas activas totales, correspondiente a un nivel de inserción FV del 60%.

Como se mencionó oportunamente, ello no significa que sea una condición óptima de funcionamiento de la red de distribución si se analiza desde el punto de vista del ahorro de energía proveniente de la *Red Externa*. Tampoco lo es desde un enfoque ambiental con la no emisión de gases de efecto invernadero. Si bien, el escenario de menores pérdidas en el sistema de distribución es el de 60% de inserción, el de mejores condiciones de ahorro de combustible y menor emisión de gases de efecto invernadero corresponde al de 100% inserción de generación FV.

4.5 Valoración Económica del Ahorro de Energía

En este apartado se valora económicamente la energía generada por el sistema fotovoltaico en el distribuidor que, en concepto de ahorro, deja de ser requerida a fuentes de generación ubicadas en la *Red Externa*, es decir al Sistema Interconectado Nacional (SADI).

Esta valoración se realiza a través de indicadores de precios del Mercado Mayorista Eléctrico establecidos a lo largo del año 2019 y elaborados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) [50].

El indicador utilizado para evaluar el costo de la energía eléctrica dado en [\$/MWh] o [USD/MWh] es el Precio Monómico.

El Precio Monómico promedio mensual es representativo del costo total de operación del MEM (Mercado Mayorista Eléctrico), que incluye los cargos de potencia y sus servicios asociados, los sobre costos debido a la utilización de combustibles, los cargos a la demanda excedente de los GU (Grandes Usuarios) y los Contratos de Abastecimiento MEM [50].

El Precio Monómico lo paga la parte demandante (que puede estar representada por grandes usuarios y distribuidores) y lo cobran los generadores y transportistas, según corresponda. Este indicador se calcula como el cociente entre la sumatoria de los costos de producción (energía, potencia y transporte) y la demanda abastecida en el MEM.

Los conceptos asociados a la producción de energía eléctrica, incluidos en el Precio Monómico, se pueden dividir en tres grupos principales mostrados en la Tabla 4.5.1: a) *Energía*; b) *Potencia y Reserva* y c) *Transporte* [51].

Tabla 4.5.1 Componentes del Precio Monómico de la energía. Fuente: [50].



Precios de la Energía Componentes Monómicos - Año 2019	
	\$/MWh
Componente Energía	Precio Energía
	Energía Adicional
	Sobrecostos de Combustibles
	Sobrecostos Transitorios de Despacho
	Cargo Demanda Excedente + Contratos Abast. MEM + Sobrecosto Compra Conjunta
Componente Potencia + Reserva	Potencia Despachada
	Potencia Servicios Asociados
	Potencia Reserva Corto Plazo + Servicios Reserva Instantánea
	Potencia Reserva Mediano Plazo
Cargos Transporte	Transporte Alta Tensión
	Transporte Distribución Troncal
	Precio Monómico (Energía + Potencia + Transporte)

a) Energía

El factor *Energía* involucra aquellos conceptos vinculados a la energía consumida como combustibles, fletes, operación y mantenimiento, servicios e incluye 5 elementos:

- Energía generada: hace referencia al Precio Spot³² de la energía que reciben las generadoras.
- Energía adicional: pérdidas en la red eléctrica, representadas por una diferencia entre la energía generada y la consumida.
- Sobrecostos de combustible: el combustible es provisto por CAMMESA y su valor no está completamente incorporado en el precio fijo recibido por las generadoras.
- Sobrecostos transitorios de despacho: los costos por encima del Precio Spot fijo sin considerar los componentes previamente mencionados (energía adicional y sobrecostos de combustible).
- Cargos por demanda excedente: (grandes usuarios con demandas mayores a 300 kW) y costos por contratos MEM (distintos contratos realizados por grandes usuarios en el mercado mayorista).

³² El Precio Spot de la energía se establecen por hora en función del costo marginal de producción de corto plazo en el Centro de Carga del Sistema. Este está determinado por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas y por el Valor del Agua o costo de llenado del dique para las centrales hidroeléctricas con embalse. En términos simples refleja el costo de suministrar un kilo watt hora (kWh) adicional al sistema eléctrico [52].

b) Potencia y Reserva

La *Potencia y Reserva* incluyen cuatro componentes (Resolución N° 26 de 1995 de la Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones).

- Potencia despachada: definida por el generador y refleja el precio base horario de la potencia para cada MW generado en las horas fuera de valle de los días hábiles del trimestre programado.
- Servicios asociados a la potencia: costos de arranque y parada de máquinas turbovapor y nuclear, así como los requerimientos de despacho que fuerzan máquinas, ya sea por necesidades de potencia en el pico, por tiempos mínimos entre ciclos de arranque y parada en el parque térmico, como en el parque hidráulico para incrementar la capacidad de transporte.
- Reservas de corto plazo e instantánea: reservas de generación disponibles para satisfacer demanda dentro de un plazo inmediato hasta las cuatro horas.
- Reservas de mediano plazo: reserva de generación en condiciones de pico del sistema para cubrir la demanda máxima del mismo.

c) Transporte: comprende únicamente dos ítems.

- Transporte en alta tensión
- Distribución troncal, que constituye el transporte de energía entre la red de alta tensión y las empresas de distribución que finalmente llegan a los usuarios.

El precio de los componentes mencionados varía según el volumen de generación térmica requerido, dependiendo principalmente de la oferta hidroeléctrica, del precio del gas y de sus combustibles sustitutos, dado que el valor de estos últimos se incluye en la cuenta un sobre costo transitorio del despacho.

Los principales combustibles que se utilizan son el gas natural, fuel oil y gas oil. El precio del gas natural se define en el mercado interno siguiendo una política establecida en el mercado de gas. El fuel oil es de origen nacional y su precio lo define el mercado interno, sujeto al costo del barril de petróleo nacional. El gasoil en general es importado y su precio está sujeto a la variación del barril de petróleo y a la tasa de cambio peso/dólar [52].

En la Tabla AV.1 mostrada en el Anexo V se exponen los valores de los Precios Monómicos como promedios mensuales, extraídos del Informe Anual CAMMESA 2019 [50]. En base a ellos se valoriza la energía ahorrada o no requerida al Sistema Interconectado, por haber incluido la generación distribuida solar en el sistema de distribución en estudio.

El análisis se realiza sobre la energía FV consumida por la propia carga de los usuarios del distribuidor, la energía de pérdidas abastecida por los paneles FV y la energía FV total generada compuesta por las anteriores más la que se exporta

a la *Red Externa* como excedente del sistema. Se discrimina cada mes del año 2019 en virtud de que, tanto el Precio Monómico como la tasa de cambio \$AR/USD ([53]) varían en cada uno de ellos. Con los precios mensuales, se totaliza la valoración económica para el año calendario y para cada escenario de inserción FV.

A modo de ejemplificar la elaboración de los datos para el cálculos de valorización económica, a través de la Tabla 4.5.2 se muestra el proceso realizado para el escenario correspondiente al 80% de inserción FV. Los resultados se representan gráficamente en las figuras siguientes.

Tabla 4.5.2 Valoración económica de la energía a través del Precio Mononómico para escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia

Mes (2019)	Precio Mononómico [\$AR/MWh]	Tasa de Cambio [\$AR/USD]	Energía Ahorrada en Cargas Propias			Energía Ahorrada en Pérdidas			Energía FV Total Generada		
			Energía mensual [MWh]	Valor monetario [\$]	Valor monetario [USD]	Energía mensual [MWh]	Valor monetario [\$]	Valor monetario [USD]	Energía mensual [MWh]	Valor monetario [\$]	Valor monetario [USD]
1	2384.5	37.6	348.8	831701	22112	11.5	27364	728	529.3	1262164	33556
2	2674.4	37.7	295.2	789452	20931	8.8	23402	620	422.3	1129415	29945
3	2829.8	39.7	295.6	836589	21048	6.2	17613	443	349.7	989445	24894
4	3031.9	42.8	253.4	768436	17952	4.7	14188	331	292.1	885676	20691
5	2996.9	44.4	208.2	624082	14065	2.6	7889	178	220.2	660016	14875
6	3353.7	45.0	170.0	570288	12682	0.0	1	0	170.0	570290	12682
7	3416.9	42.4	175.3	598864	14129	0.0	0	0	175.3	598864	14129
8	4000.4	44.5	253.6	1014692	22805	2.4	9501	214	260.3	1041346	23404
9	4182.5	55.3	279.6	1169276	21147	5.2	21577	390	316.5	1323701	23940
10	3938.1	57.4	330.8	1302546	22674	8.2	32220	561	422.0	1661823	28928
11	3833.0	59.4	325.3	1246780	20976	10.4	39681	668	477.7	1831200	30809
12	3739.1	59.8	348.7	1303833	21789	11.4	42545	711	526.1	1967129	32874
Total			232310.6			4843.7			290726.6		

En la Fig. 4.5.1 se muestra la energía mensual que las fuentes solares aportan al consumo demandado por la carga de los usuarios del Distribuidor DF. Esta energía se considera como un ahorro en la demanda al Sistema Interconectado Nacional. La valoración del ahorro en moneda estadounidense está expresada en la Fig. 4.5.2 la cual alcanza un monto anual de 202013,6 U\$D, como suma de los 12 meses.

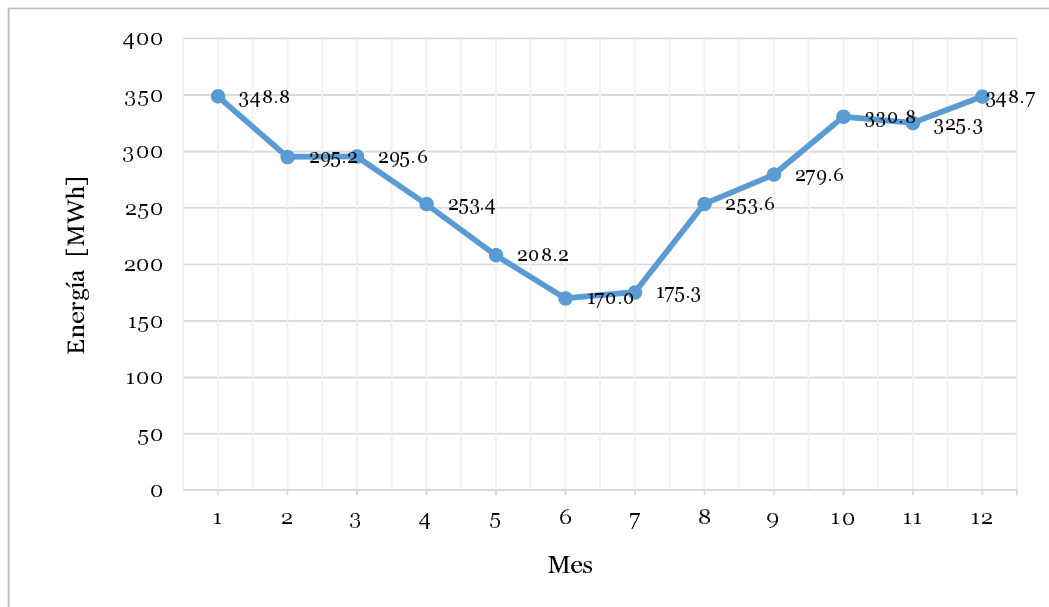


Fig. 4.5.1 Energía mensual suministrada a las cargas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia.

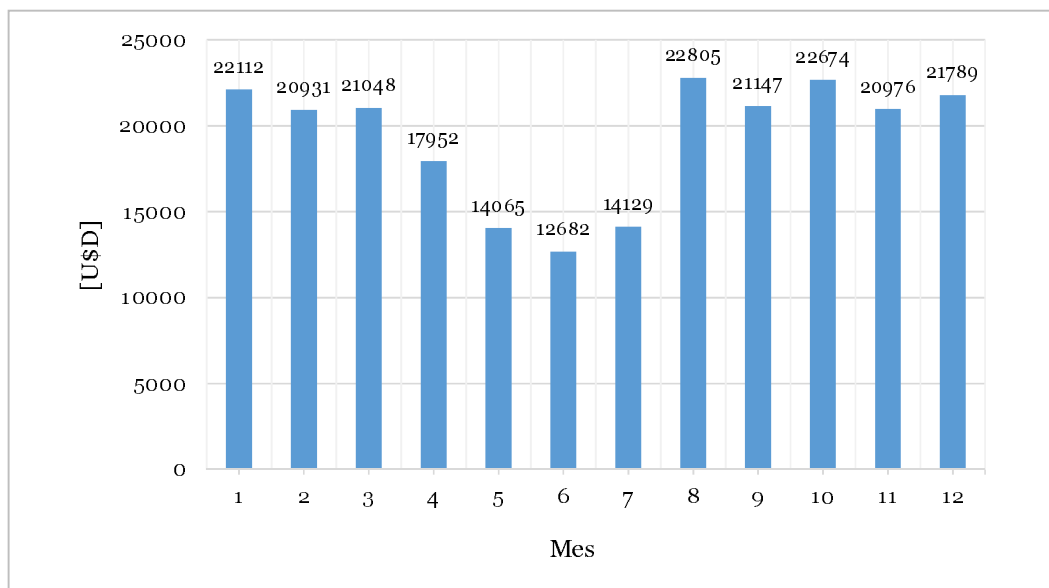


Fig. 4.5.2 Valoración económica de la energía mensual suministrada a las cargas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia

El mismo análisis realizado para las pérdidas activas propias del distribuidor, alimentadas por las fuentes solares, lleva a la Fig. 4.5.3, que muestra la energía mensual aportada por dicho concepto, mientras que en la Fig. 4.5.4 se grafica su correspondiente valorización económica. De esta última se deduce el acumulado anual de 4843,7 U\$D. La menor producción de energía proveniente de las fuentes solares en época invernal que se aprecia en las curvas, marcada por la forma de “V”, se traducen en un menor o nulo ahorro monetario en dicho período.

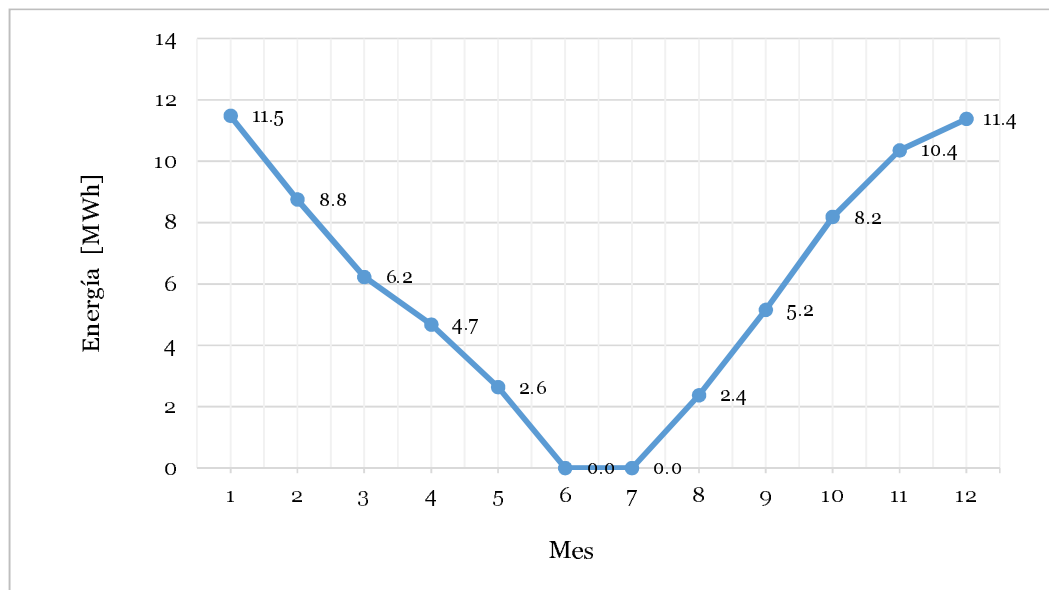


Fig. 4.5.3 Energía mensual suministrada a las pérdidas activas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia.

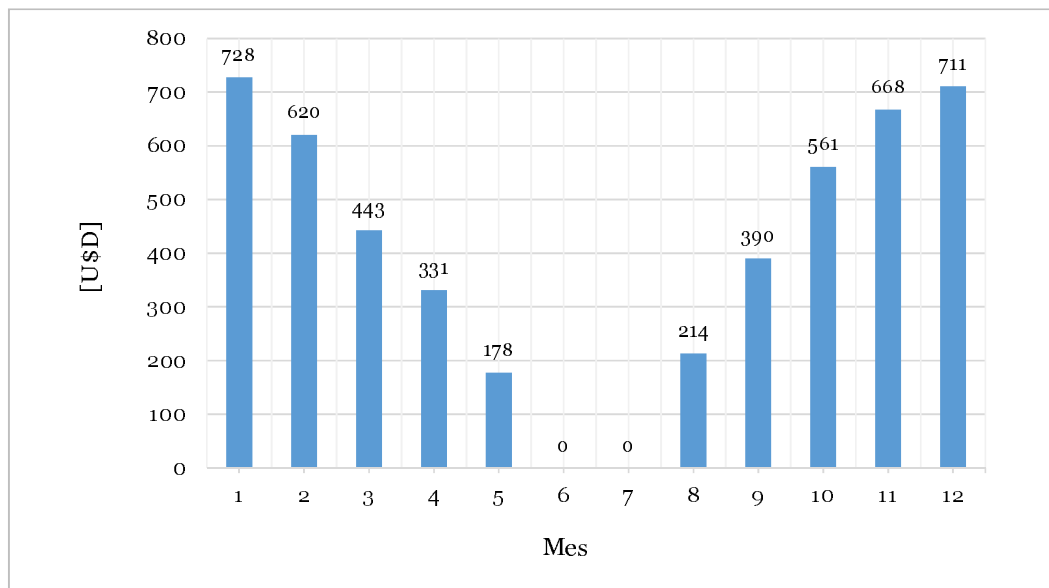


Fig. 4.5.4 Valoración económica de la energía mensual suministrada a las pérdidas activas propias del distribuidor por la generación FV. Escenario 80% inserción FV. Fuente: elaboración propia

La energía total generada por las fuentes solares puede interpretarse como el ahorro total de demanda al SADI, repartiéndose su aporte entre lo consumido por las cargas de los usuarios, las pérdidas propias del distribuidor y lo exportado a la *Red Externa*. La Fig. 4.5.3 muestra la energía mensual bajo este concepto y la Fig. 4.5.4 su valoración económica que alcanza un acumulado anual de 290726,6 USD.

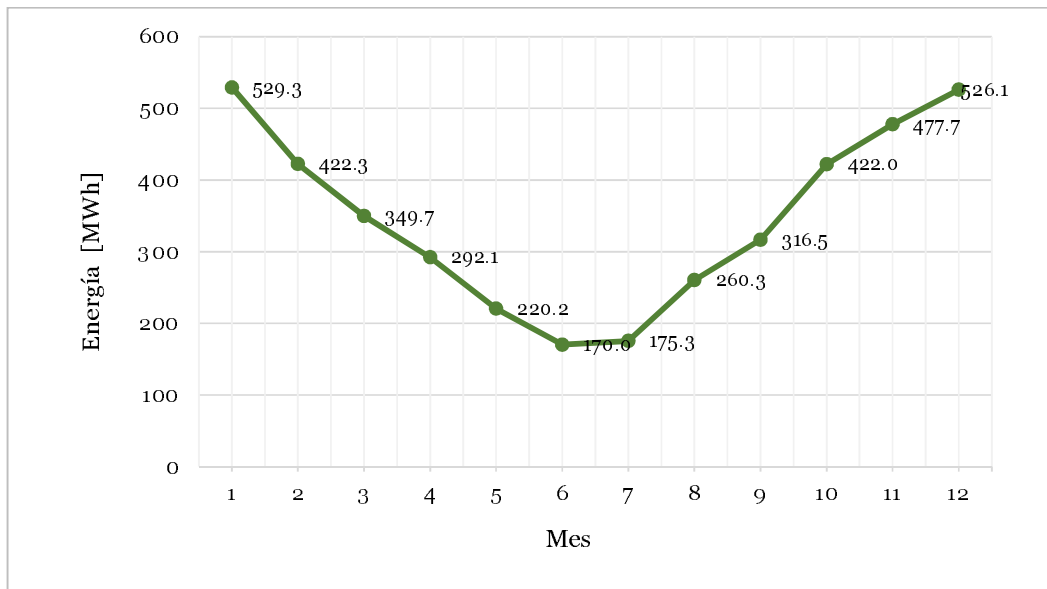


Fig. 4.5.3 Energía mensual total generada por los paneles solares. Fuente: elaboración propia.

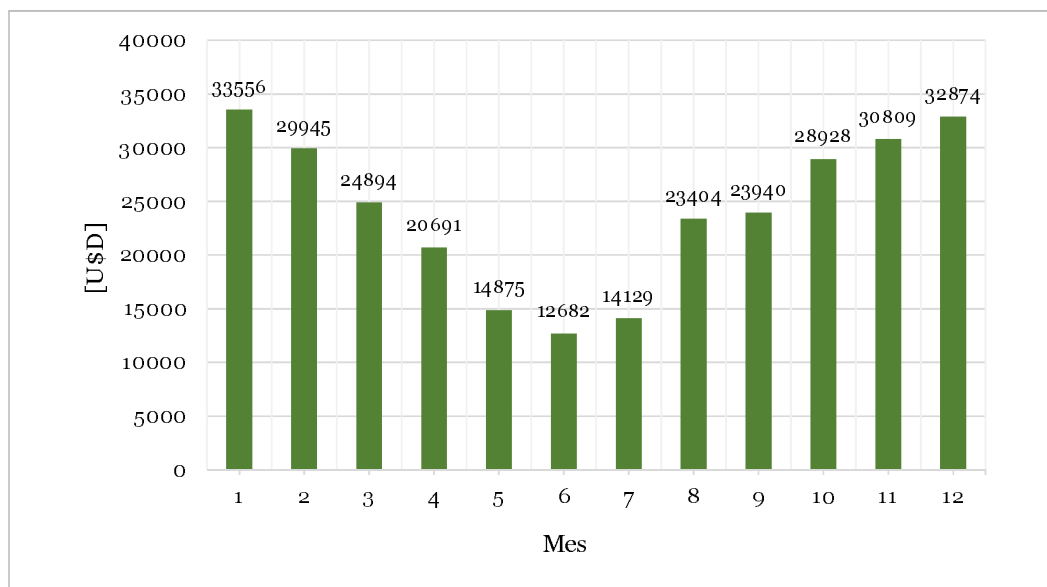


Fig. 4.5.4 Valoración económica de la energía mensual total generada por los paneles solares. Fuente: elaboración propia

El mismo proceso se repitió para el resto de los escenarios, de los cuales se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 4.5.3 y graficados en la Fig. 4.5.5. Puede observarse el escaso ahorro económico que involucra a las pérdidas activas en la red, mientras que el ahorro relacionado al suministro de energía a los usuarios tiende a un valor límite correspondiente con el hipotético abastecimiento total de la generación FV a dicha demanda, tal como se explicara en el Apartado 4.4.1.

Tabla 4.5.3 Valoración económica de la energía FV anual generada para cada escenarios de inserción.
Fuente: elaboración propia.

Escenario	Valor Energía Ahorrada en Cargas Propias [USD]	Valor Energía Ahorrada en Pérdidas [USD]	Valor Energía FV Total Generada [USD]
Base	0	0	0
20 %	74618	0	74618
40 %	146929	18	146959
60 %	202397	2259	219088
80 %	232311	4844	290727
100 %	249702	7412	364763

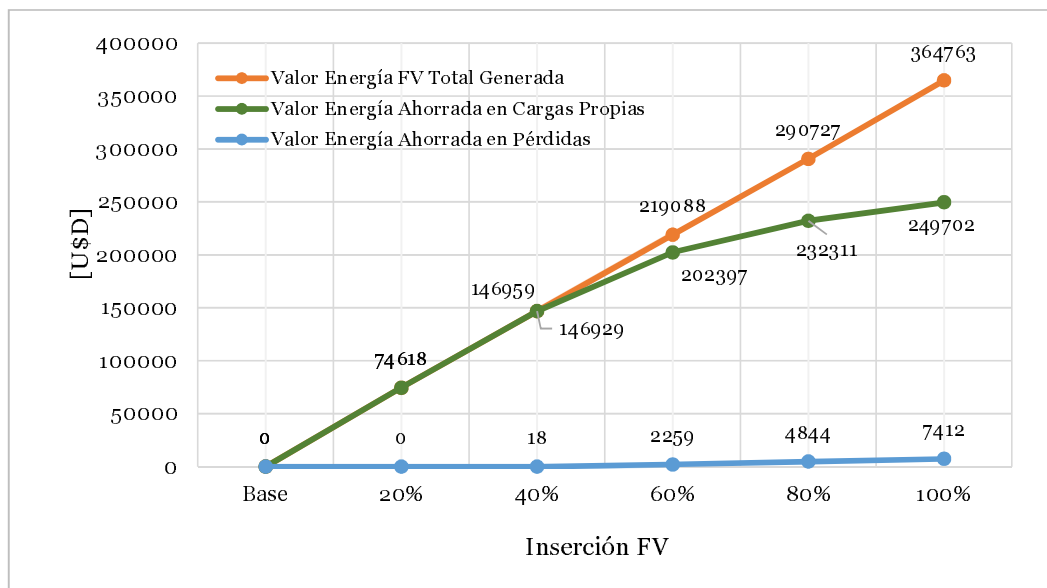


Fig. 4.5.5 Valoración económica de la energía FV anual generada para cada escenarios de inserción FV.
Fuente: elaboración propia.

Para poder apreciar el ahorro monetarios porcentual por cada ítem, se elaboró la Tabla 4.5.4 donde se muestran los resultados de la relación entre el valor de la energía ahorrada por Cargas Propias, Pérdidas y Totales (Cargas+Pérdidas) en

el distribuidor, respecto a los valores económicos de la energía aportada por la *Red Externa* en el escenario base por el mismo concepto.

Para el cálculo de dichas relaciones se hallaron los valores de referencia para el Escenario Base y que se detallan a continuación:

- Valor Energía Consumida anual por Cargas Propias	749275	U\$D
- Valor Energía Consumida anual por Pérdidas	39844	U\$D
- Valor Energía Total Consumida anual (Cargas+Pérdidas)	789120	U\$D

Tabla 4.5.4 Valores monetarios porcentuales de ahorro en el distribuidor respecto al escenario base.
Fuente: Elaboración propia.

Escenario	Valor Energía Ahorrada en Cargas Propias [U\$D]	Valor Energía Ahorrada en Cargas Propias [%]	Valor Energía Ahorrada en Pérdidas [U\$D]	Valor Energía Ahorrada en Pérdidas [%]	Valor Energía Ahorrada Total [U\$D]	Valor Energía Ahorrada Total [%]
Base	0	0	0	0	0	0
20%	74618	10.0	0	0	74618	9.5
40%	146929	19.6	18	0	146947	18.6
60%	202397	27.0	2259	6	204657	25.9
80%	232311	31.0	4844	12	237154	30.1
100%	249702	33.3	7412	19	257114	32.6

En la Fig. 4.5.6 se grafican los resultados de la Tabla 4.5.4. En la misma puede observarse un ahorro máximo del 32,6% en concepto Energía Total consumida en el distribuidor, para el escenario de 100% de inserción FV.

Si bien, en términos monetarios absolutos, no implica un monto de gran relevancia, en el ítem de pérdidas se alcanza un ahorro del 19% en el mismo escenario.

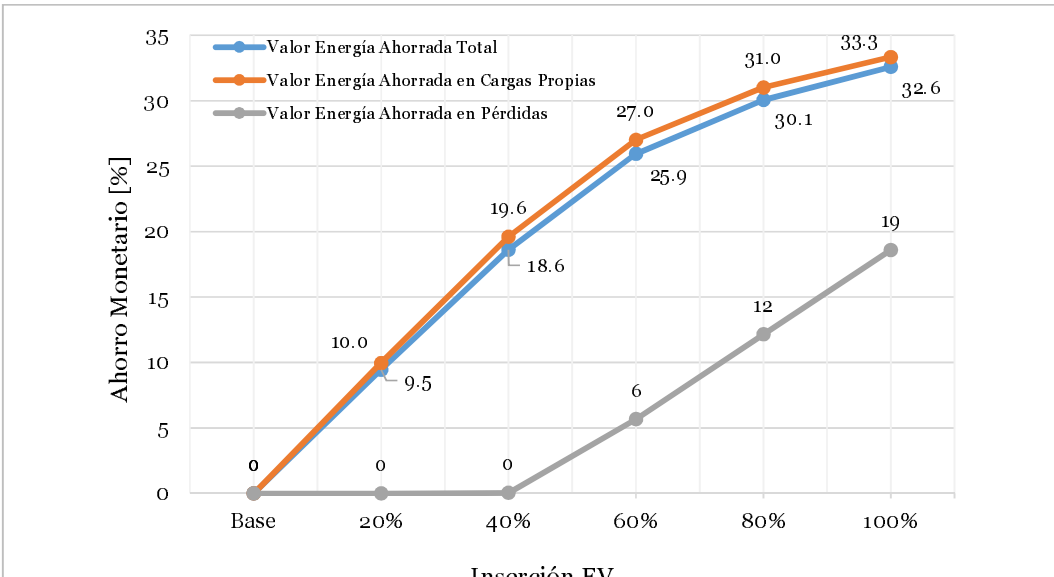


Fig. 4.5.6 Porcentaje de ahorro monetario para cada escenario producto de la generación FV. Fuente: Elaboración propia.

Comentarios sobre la valoración económica del ahorro

Si se analiza el incremento del beneficio monetario porcentual a medida que avanza el nivel de inserción FV puede observarse en la Fig. 4.5.6 que la tasa de cambio disminuye notoriamente a partir del 60%. Si el Distribuidor DF se analizara como una unidad de negocio cabría realizar un estudio de conveniencia detallando los costos de inversión de equipamiento fotovoltaico versus los beneficios en concepto de ahorro de energía, para niveles de inserción FV más allá del 60%. A priori, y de acuerdo al desarrollo de la curva, parecería que un nivel de inserción de 60% sería el apropiado.

5. CONCLUSIONES GENERALES

En el presente trabajo se analizaron los cambios producidos en el comportamiento de la red eléctrica de distribución de media y baja tensión de una zona residencial de la ciudad de Mar del Plata a consecuencia de la incorporación de generación distribuida de origen fotovoltaico. El estudio fue realizado con el apoyo de una herramienta de simulación computacional de Sistemas de Eléctricos de Potencia DigSILENT, en la cual se digitalizó el Distribuidor DF de media tensión y su red de distribución secundaria en baja tensión.

El sistema de distribución está comprendido por 6,7 km de líneas aéreas de media tensión, 112 km de baja tensión, 16 subestaciones MT/BT y 6100 usuarios residenciales. A los efectos de lograr resultados confiables, la red fue digitalizada respetando sus parámetros eléctricos y trazado urbano real. Los hábitos de consumo de los usuarios fueron representados a través de sus curvas de demanda diaria calculadas a partir de sus consumos de energía facturados y perfiles de demanda del Distribuidor DF.

Para el desarrollo del estudio se plantearon distintos escenarios de funcionamiento del sistema, abarcando desde la distribución convencional hasta el autoabastecimiento de la propia demanda e inyección de generación fotovoltaica excedente a la red. La generación distribuida FV fue simulada mediante la incorporación de 3599 sistemas solares en los domicilios de los usuarios cuya arquitectura permitía su colocación.

Las simulaciones de funcionamiento del sistema se realizaron mediante el cálculo de flujos cuasi-dinámicos para el período anual del año 2019 y en cinco estadios de inserción fotovoltaica (20%, 40%, 60%, 80%, 100%). Los resultados de los distintos parámetros y variables obtenidos fueron comparados con aquellos registrados en el escenario Base y entre sí para analizar los cambios producidos.

Para las evaluaciones realizadas se presentan las siguientes conclusiones.

- En referencia al Artículo 3.2.3.2 (“Estudios de Nivel de Tensión”) del Anexo de la Resolución 314/2018 de la Secretaría de Gobierno de Energía que reglamenta la Ley 27.424 y que solicita la realización de un estudio de los niveles de tensión en la red para verificar su permanencia dentro de los límites tolerables ante la incorporación de generación distribuida, podemos concluir que, para la red analizada y en condiciones de máxima generación fotovoltaica, ninguno de los límites impuestos por la normativa regulatoria del sector eléctrico de la Provincia de Buenos Aires (Anexo II, Subanexo D de la Ley 11.769 Pcia. Bs. As.) fueron excedidos.

En efecto, el límite impuesto por dicha normativa establece una banda de tensión de funcionamiento normal comprendida entre $\pm 8\%$ de la tensión nominal, lo que equivale a $-0,92\text{p.u.}$ y $+1,08\text{p.u.}$ Los valores extremos registrados en el análisis realizado alcanzaron -0.932p.u. y $+1.069\text{p.u.}$ para la red de baja tensión y de -0.987p.u. y $+1.005\text{p.u.}$ para la barra de media tensión.

- El análisis del balance de potencia realizado para el momento de mayor producción de energía solar pone en evidencia la descoordinación de tiempo entre la demanda máxima de los usuarios y la producción de energía renovable mostrado a través del perfil de demanda diaria con su forma de “Curva del Pato”. Este fenómeno debe ser tenido en cuenta por empresas operadoras de sistemas de generación/transmisión/distribución para implementar estrategias a los efectos de poder cubrir la demanda en los horarios pico, bien con fuentes convencionales de energía (como es en la actualidad) o implementar políticas públicas que incentiven el uso eficiente de los recursos, el cambio en los hábitos de consumo o el almacenamiento del excedente de energía generada por los paneles fotovoltaicos para ser utilizados en los momentos de mayor demanda.

- También, para el momento de mayor producción de energía solar, el examen del desarrollo de las pérdidas activas en el sistema, evidencia que la potencia disipada por efecto Joule, dependientes de la carga del sistema, son las que marcan la variabilidad de las pérdidas en su conjunto en relación al nivel de inserción FV. Partiendo del escenario base con un valor de 42.32 kW , llega a un mínimo de $22,29\text{ kW}$ para 40% de inserción FV y alcanza un máximo $65,62\text{ kW}$ para 100% . Aquella condición se logra ante un equilibrio próximo entre la demanda de las cargas con la generación fotovoltaica e insinúa una condición óptima de funcionamiento del sistema de distribución desde el punto de vista técnico, sin tener en cuenta aspectos ambientales ni económicos.

- El Balance Anual de energía es el que aporta una visión global del comportamiento del sistema abarcando la conducta estacional de las variables. Pudo desglosarse, para cada escenario, el aporte de energía de cada fuente, la energía demandada por las cargas y aquellas en concepto de pérdidas. En base a ello, se determinó cuánta energía global es entregada anualmente por la *Red Externa* para cada escenario. Comparando con el caso base, dicha energía es siempre menor para inserción FV creciente. Con los paneles FV inactivos se registró una energía entregada por la *Red Externa* de $10.944,4\text{ kWh}$ mientras que el mismo parámetro para el 100% de los paneles activados se redujo a $7.278,1\text{ kWh}$, lo cual representa una disminución relativa de $33,3\%$. Sin embargo, se destaca que la tasa de cambio es negativa, esto significa que la energía

entregada por la *Red Externa* tiende a estabilizarse en un valor que se alcanza hipotéticamente cuando la generación FV logra abastecer la totalidad de la demanda de los usuarios dentro del horario de luz solar.

- El desarrollo de las pérdidas activas con el nivel de inserción FV muestra que con un 60% de inserción se logra el escenario de menor generación de pérdidas totales del sistema, con un valor de 4,4%. En esta condición se alcanza una reducción del 12,3% respecto a las pérdidas generadas en el escenario base. Esta situación de funcionamiento óptima desde el punto de vista técnico, no implica que sea una condición inmejorable de funcionamiento del sistema si se analiza desde el punto de vista del ahorro de energía proveniente de fuentes externas. Dado que desde este escenario el aporte de la *Red Externa* a la energía de pérdidas continúa decreciendo, resulta que la mejor condición se alcanza con un nivel de inserción FV del 100%, lográndose la participación del 21,4% para las fuentes solares y 78,6% para la *Red Externa*. Expresado en términos de ahorro respecto al estadio base se llega al valor de 19,6% para el mismo escenario. La mayor parte de las pérdidas corresponden a las provocadas por efecto Joule en las líneas, con un promedio cercano al 70% del total y de estas últimas, el 64% corresponden a las líneas de baja tensión (también en promedio).

- A medida que crece la inserción de paneles FV, la disminución en la producción de GEI también se incrementa, evidenciado por el menor aporte de energía de la *Red Externa* al sistema de distribución. En el escenario con la totalidad de los paneles FV activos se alcanza un ahorro de 1492,6 tCO_{2eq} que representa un 33,5% respecto a la condición inicial del sistema (Escenario Base) considerando el factor de emisión como el Margen Combinado.

La cantidad de GEI que se dejan de emitir en forma total gracias a la incorporación de GD solar total, también es siempre mayor, dado que, al permitirse la inyección de potencia por parte de los usuarios generadores, el excedente de energía generada en el sistema es exportado a la *Red Externa* y consumido por otro usuario. Considerando esta circunstancia, se logra una reducción en la emisión de GEI 2125,6 tCO_{2eq}.

Si bien, en términos absolutos, la cantidad de GEI no emitidos en conceptos de pérdidas activas parece una cifra menor (43.98 tCO_{2eq}), en términos porcentuales, la máxima reducción alcanza al 19,6%.

Si se calcula la cantidad de GEI no emitidos por de las máquinas generadoras que hubiesen operado en lugar del proyecto, considerando las horas en las cuales existe generación solar (Margen Operativo), para el escenario de 100% de inserción FV el ahorro directo en emisiones de gases es de 2711,2 tCO_{2eq} y en concepto de pérdidas 55,87 tCO_{2eq}.

Puede ratificarse que, desde el punto de vista ambiental y concretamente respecto al ahorro de GEI, cuanto mayor inserción de paneles FV, mayor será el beneficio, contrastado con el escenario de menores pérdidas generadas (60%).

- La valoración económica a través del Precio Monómico arroja un ahorro máximo anual, para el escenario del 100% de los paneles FV activos de 364.763USD en concepto de Energía Total ahorrada en el Distribuidor DF, 249.702 USD por Energía consumida por las Cargas y 7.412 USD en concepto de Pérdidas Activas. Estos montos representan 32,6%, 33,3% y 19% respectivamente referidos a valores de costos calculados para el Escenario Base.

- En relación a las expectativas de mejora en el funcionamiento del sistema de distribución planteadas por la Ley 27.424/17 se puede concluir que todos los aspectos analizados y cuantificados arrojar resultados beneficiosos. Al no proveer la Ley de parámetros objetivos de comparación no se alcanzó cuantificar dichas expectativas.

El escenario que presenta un 100% de inserción FV que representa el 59% de los usuarios con paneles FV instalados, dentro de los límites planteados en este trabajo es, tal vez, un escenario optimista por exceso en cuanto a cantidad de equipos instalados, en el que logra suministrar el 33,3% de la energía anual que requiere el Sistema de Distribución. Un escenario más “realista”, por ejemplo, del 40% de inserción FV (con 23,6% de usuarios con paneles FV instalados), ofrece un ahorro de energía por el mismo concepto de 19,6% que, si bien puede parecer exiguo, sigue resultando beneficioso.

6. TRABAJOS FUTUROS

Del presente trabajo pueden desprenderse otros que profundicen o analicen aspectos complementarios.

Por ejemplo, simular la incorporación de baterías acumuladoras de energía eléctrica que almacenen los excedentes de la generación solar y lo vuelquen en horarios de máxima demanda. Este escenario merece un nuevo análisis de todos los parámetros técnicos, ambientales y económicos.

Teniendo como base el sistema de distribución digitalizado junto con los datos que caracterizan los hábitos de consumo de los usuarios y fuentes de generación distribuida, pueden combinarse con el agregado del almacenamiento/carga de vehículos eléctricos para analizar sus consecuencias sobre la red eléctrica.

Un análisis aún más amplio podría llevarse a cabo con la incorporación al sistema de distribución de otras fuentes renovables como la eólica de baja potencia en ámbitos urbanos.

Simulando la actuación de todos los elementos tecnológicos de generación, distribución y demanda es posible un estudio del punto de operación óptima del sistema en relación a la penetración de GD renovable considerando análisis multicriterio (técnicos, económicos, ambientales, etc.) e incorporando estrategias que involucren cambios de los hábitos de consumo de los usuarios.

Otras variables eléctricas, que no fueron incorporadas en el presente trabajo, pueden incluirse para su estudio, como capacidad de transporte en los conductores eléctricos y cálculos de corrientes de corto circuito. Los sentidos de las corrientes pueden variar de acuerdo al nivel de inserción FV y lugar de la red lo que modifica los actuales esquemas de coordinación de protecciones.

7. REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, «Greenhouse Gas Emissions from Energy Data Explorer,» 2021.
- [2] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), «Resumen Ejecutivo, Principales Variables MEM,» Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2021.
- [3] B. O. R. Argentina, *Ley 26.190/06. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2006.
- [4] B. O. R. Argentina, *Ley 27.191/15. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica Modificación de la Ley 26.190/06*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2015.
- [5] B. O. R. Argentina, *Ley 27.424/17. Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2017.
- [6] B. O. R. Argentina, *Decreto Reglamentario 918/18 sobre Ley N° 27.424 Sobre Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública – Anexo I*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2018.
- [7] B. O. R. Argentina, *Resolución 314/2018 - Secretaría de Gobierno de Energía*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2018.
- [8] Energy Research Office - Ministerio de Minas y Energía - Brazil, «Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies,» Rio de Janeiro, 2018.
- [9] T. Ackermann, G. Andersson y S. Lennart, «Distributed generation: a definition,» *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.
- [10] Sec. de Energía, Min. Economía. Rep. Argentina, «Generación Distribuida en Argentina - Reporte Anual 2021,» 2021.
- [11] Municipalidad de Gral. Pueyrredón, *Ordenanza N° 13.231. Código de Ordenamiento Territorial (C.O.T.)*, Mar del Plata, 1979.
- [12] I. L. Dulău, M. Abrudeanu y D. Bică, «Effects of distributed generation on electric power systems,» *Procedia Technology*, vol. 12, pp. 681-686, 2014.

-
- [13] L. Álvarez , L. Neves, J. López y S. Zambrano, «Impacto de la Generación Distribuida en la red de Distribución,» de *Maskana Congreso I+D+ingeniería 2017*, Cuenca, Ecuador, 2017.
- [14] P. Eguia, E. Torres y J. García, «Proyecto GEDISPER. Informe Final,» Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Bilbao (UPV/EHU). Dpto. Ingeniería Eléctrica, Bilbao. España, 2016.
- [15] V. Quezada, J. Abbad y T. Roman , «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, n° 2, pp. 533-540, May 2006.
- [16] V. Vita, T. Alimardan and L. Ekonomou, «The impact of distributed generation in the distribution networks' voltage profile and energy losses,» de *2015 IEEE European Modelling Symposium (EMS)*, 2015.
- [17] L. M. de Sousa Lima, V. O. da Silva, T. M. de Lima and A. Santana, «Impacts of Photovoltaic Insertion On Distribution Losses in a Amazonian Distribution System,» de *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020.
- [18] D. Blaiotta y A. Jurado, «Funcionamiento y Simulación de Impacto en la Red de Sistema de Generación Distribuida con Energía Fotovoltaica. Análisis de Caso Particular,» de *CIDEL Argentina 2018. Congreso Internacional de Distribución Eléctrica*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 2018.
- [19] F. Morán, M. L. Facchini y V. M. Doña, «Impacto de la Generación Fotovoltaica Distribuida en los Niveles de Tensión. Aplicación a un Caso Real,» *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 10, pp. 04.71-04.78, 2010.
- [20] PROINGED., «Programa Provincial de Incentivo a la Generación de Energía,» [En línea]. Available: <https://www.proinged.org.ar/>.
- [21] Boletín Oficial. Pcia. Buenos Aires, «Ley 14.838/16. Ley de adhesión a la Ley nacional N° 26.190 y su modificatoria. Ley N° 27.191, Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica».
- [22] Boletín Oficial. Pcia. Buenos Aires, Adhiere a la Ley Nacional n° 27.424, “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública” y lo declara de interés provincial. Invita a los municipios a adherir a la presente., La Plata, 2022.
- [23] M. Bertossi, J. Vaschetti, D. Ferreyra y M. Piumetto, «Impacto de distintos esquemas de facturación en generación distribuida y su relación con el

-
- recupero de la inversión realizada por el usuario,» de *CIDEL 2028*, Córdoba, 2018.
- [24] B. O. R. Argentina, *Disposición 97/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía. Anexo*, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2019.
- [25] Gomaringen, DIgSILENT Power Factory 15 User Manual, Germany, 2014.
- [26] U. T. N. -. F. R. AVELLANEDA, «Rumbos Tecnológicos,» [En línea]. Available:
<http://rumbostecnologicos.utnfrainvestigacionyposgrado.com/areas-tematicas/ingenieria-electrica/caracterizacion-de-curvas-de-demanda-de-usuarios-residenciales-de-tipo-convencional-y-electrointensivo-y-su-impacto-en-la-curva-decarga-de-una-red-de-distribucion>.
- [27] G. F. di Mauro, C. A. Agüero, D. Anaut y J. Suarez,, «Una Experiencia en la Determinación de Curvas Diarias de Demanda de Potencia Eléctrica,» *Revista Información Tecnológica del Chile* \ISSN: 0716-8756, vol. 12, n° 5, pp. 181 - 186, 2001.
- [28] Moragues J., Apuntes de la Cátedra de Energía Ambiente y Desarrollo Sustentable. Maestría en Gestión de la Energía., Lanus: Universidad Nacional de Lanus, 2019.
- [29] Héctor M. Poggi Varaldo, Alfonso Martínez Reyes, José A. Pineda Cruz, Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno-Pilas de Combustible como fuentes de energía, Mexico: TECNOLÓGICO DE ESTUDIOS SUPERIORES DE ECATEPEC, 2009.
- [30] Oscar Perpoñán Lamigueiro, Energía Solar Fotovoltaica, Madrid: Creative Commons, 2018.
- [31] Domitilo Martínez Hernández, Control digital para convertidor multinivel alimentado con energía solar, Puebla, Mexico: Universidad de las Américas Puebla, 2006.
- [32] Diaz, T.; Carmona, G., Instalaciones solares fotovoltaicas U1, Madrid: McGraw-Hill. Interamericana de España, 2015.
- [33] Oscar Perpiñán, Antonio Colmenar, Manuel A. Castro, Diseño de Sistemas Fotovoltaicos, Madrid: Creative Commons, 2012.
- [34] Solartec, Módulo Fotovoltaico Policristalino, Buenos Aires, 2021.
- [35] Climate.OneBuilding., «Climate.OneBuilding.Org,» [En línea]. Available: <https://climate.onebuilding.org/>. [Último acceso: 04 05 2021].
- [36] PVsyst S.A., «PVsyst,» [En línea]. Available: <https://www.pvsyst.com/>. [Último acceso: 02 06 2021].

-
- [37] System Advisor Model (SAM), «System Advisor Model (SAM),» 25 05 2021. [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/software-development-kit-sdk.html>.
- [38] C. N. y. M. P. Cristófolo, Guía del Recurso Solar, Ciudad Autónoma de Buenos, 2019.
- [39] «Global Solar Atlas - SOLARGIS,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?s=-38.000491,-57.582092,10&pv=small,0,0,1>. [Último acceso: 04 07 2022].
- [40] Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Pcia. de Bs. As. (OCEBA), «Cuadro Tarifario,» [En línea]. Available: https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/PDFS/cuadros-tarifarios/abril-2022/28-edea-sin-subsidio.pdf. [Último acceso: 20 Abril 2022].
- [41] C. Navntoft, N. Biurrún, M. P. Cristófalo, S. Cuccorese, I. R. Defferrari y D. Raggio, <Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica>, Ciudad Autónoma de Buenos, 2019.
- [42] Dirección de Sustentabilidad, Medio Ambiente y Cambio Climático Ministerio de Agroindustria Provincia de Buenos Aires, "Manual de Aplicación de la Huella de Carbono", La Plata, 2018.
- [43] U. Nations, ««Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system,» 2015 .
- [44] Secretaría de Energía. Presidencia de la Nación. Argentina, «Cálculo del Factor de Emisiones de Co2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica,» 2019.
- [45] Secretaría de Energía. Subsecretaría de Planeamiento Energético, «Cálculo del factor de emisión de la red 2013 a 2019,» 2019. [En línea]. Available: https://datos.gob.ar/el/dataset/energia-calculo-factor-emision-co2-red-argentina-energia-electrica/archivo/energia_b77a21bf-a363-46e6-be5d-d7e8021940a5.
- [46] Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Pcia. de Bs. As. (OCEBA), «Contrato de Conseciones (Sub Anexo D). Normas de Calidad y Sanciones del Servicio Público,» [En línea]. Available: https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/s.php?i=10.
- [47] E. Omine, H. Hatta and T. Ueno, «A Proposal of Demand Response Program for Suppressing Duck-curve's Ramp Rate with Large Penetration of Photovoltaic Generation Systems,» 2019 *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pp. 1-5, 2019.

-
- [48] California Independent System Operator (ISO), «California ISO,» [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>.
- [49] I. Calero, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya and R. Baldick, «Duck-Curve Mitigation in Power Grids With High Penetration of PV Generation,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, n° 1, pp. 314-329, 2022.
- [50] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) , «Informe Anual 2019,» [En línea]. Available: <https://portalweb.cammesa.com/Pages/PgInformeAnual.aspx>.
- [51] Pesce, Gabriela; Pedroni, Florencia; El Alabi, Emilio; Di Rocco Paula, «Mercado de Energía Eléctrica Mayorista en la Argentina: ¿Y Si Hubiese Riesgo de Precio? Una Propuesta de Derivados Exóticos,» de *XL Jornadas Nacionales de Administración Financiera*, Bahía Blanca, 2020.
- [52] Eleonora Becker, «Análisis del Mercado Eléctrico Argentino,» Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, 2020.
- [53] Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), «Base de Datos - Informe Anual del MEM 2019,» 2019.

Una herramienta con la que cuenta el software de simulación es la posibilidad de programar *scripts*. Estos son archivos de programación que, al ejecutarlos, son capaces de realizar una serie de comandos en forma repetitiva y en muy poco tiempo. El lenguaje de programación utilizado es DPL (DIgSILENT Programming Language).

En este Anexo se transcriben las líneas de comando de los scripts que se desarrollaron con el objetivo de facilitar la carga de datos y modelación de la red, junto con una breve descripción de las tareas que realiza [25].

-Script Creación de los sistemas FV como elementos gráficos del software de simulación

Una vez incorporados a la red modelada en el entorno del programa todas las cargas con su número de usuario, mediante este script se creó y graficó automáticamente el elemento gráfico que representa en el software de simulación al sistema fotovoltaico (*PV System*) de cada usuario. A este se le asignó el mismo número de identificación del usuario y se lo conectó a la misma acometida.

Adicionalmente, el script también crea y grafica automáticamente otro elemento gráfico (*ElmGenStat*) para cada usuario. Este elemento representa un generador estático de almacenamiento, es decir, un banco de baterías. Este elemento no se consideró en las simulaciones realizadas en este trabajo, pero quedará modelado para futuros trabajos en los que se desee analizar el comportamiento de la red en el caso de que se acepte almacenar la energía excedente en baterías para utilizar dicha energía en los períodos de mayor consumo.

```
set set_load, set_diagram, set_IntGraf, set_Data, set_aux;  
object obj_load, obj_SE, SE_diagram, obj_IntGraf, obj_Data, Data;  
object creadoFV, creadoBT, nodo, connex, cubicleFV, cubicleBT;  
object graficFV, graficBT;  
string name, name_SE, name_Data, nameFV, nameBT;  
double posX, posY, rot;  
int cont;
```

```
!*Limpia la ventana de salida  
ClearOutput();
```

```

!*Toma UN elemento del GeneralSet y obtiene el nombre de la SE a la
!*que pertenece
set_load=SEL.All();
obj_load=set_load.First();
obj_SE=obj_load.GetParent();
name_SE=obj_SE.e.loc_name;

!*De todos los DIAGRAMAS se queda con el que tiene el nombre de la SE
set_diagram=Diagrams.GetContents();
SE_diagram=set_diagram.FirstFilt(name_SE);

!*Toma todos los elementos gráficos (IntGrf) y les pone el mismo nombre
!*que tiene el Objeto al cual responden (pDataObj)
set_IntGraf=SE_diagram.GetContents('*.IntGrf');
obj_IntGraf=set_IntGraf.First();
while(obj_IntGraf){
    obj_Data=obj_IntGraf.e.pDataObj;
    if(obj_Data){
        name_Data=obj_Data.e.loc_name;
        obj_IntGraf.e.loc_name=name_Data;
    }
    obj_IntGraf=set_IntGraf.Next();
}

!*De la carpeta Network Data se queda con la SE que tiene el nombre
!*de la SE actual
set_Data=NetData.GetContents();
Data=set_Data.FirstFilt(name_SE);
cont=0;

!*Bucle con cada una de las cargas en el GeneralSet
while(obj_load){
    !*Extrae el nombre de la carga (nombre de usuario)
    name=obj_load.e.loc_name;

    !*Crea un Objeto panel solar con el mismo nombre+(1)
    creadoFV=Data.CreateObject('ElmPvsys',name);
    creadoFV.e.phtech=3;                !Monofasico
    nameFV=creadoFV.e.loc_name;
    !*Crea un Objeto batería con el mismo nombre+(2)
    creadoBT=Data.CreateObject('ElmGenstat',name);
    creadoBT.e.phtech=3;                !Monofasico

```

```

creadoBT:e:aCategory='stor';          !Tipo Storage
nameBT=creadoBT:e:loc_name;

!*Obtiene el Terminal al que está conectada la carga y le crea dos
!*conexiones (cubicle) una en donde se conecta el panel y otra
!*en la que se conecta la batería
nodo=obj_load.GetNode(o);
cubicleFV=nodo.CreateObject('StaCubic');
cubicleBT=nodo.CreateObject('StaCubic');
cubicleFV:e:obj_id=creadoFV;
cubicleBT:e:obj_id=creadoBT;

!*Obtiene el ObjetoGrafico vinculado a la carga, lo pone en la capa
!*-CARGAS (es la 16) y extrae la posición, rotación y conexión
obj_IntGraf=set_IntGraf.FirstFilt(name);
obj_IntGraf:e:iLevel=16;              !Capa -CARGAS
posX=obj_IntGraf:e:rCenterX;
posY=obj_IntGraf:e:rCenterY;
rot=obj_IntGraf:e:iRot;
set_aux=obj_IntGraf.GetContents('*.IntGrfcon');
connex=set_aux.First();

!*Crea un ObjetoGrafico y lo vincula al Objeto panel creado
graficFV=SE_diagram.CreateObject('IntGrf',nameFV);
graficFV:e:sSymNam='d_pvsys';
graficFV:e:rCenterX=posX;
graficFV:e:rCenterY=posY;
graficFV:e:iRot=rot;
graficFV:e:pDataObj=creadoFV;
graficFV:e:iLevel=17;                !Capa -PANELES FV
graficFV.PasteCopy(connex);

!*Crea un ObjetoGrafico y lo vincula al Objeto bateria creado
graficBT=SE_diagram.CreateObject('IntGrf',nameBT);
graficBT:e:sSymNam='d_genstat';
graficBT:e:rCenterX=posX;
graficBT:e:rCenterY=posY;
graficBT:e:iRot=rot;
graficBT:e:pDataObj=creadoBT;
graficBT:e:iLevel=18;                !Capa -BATERIAS
graficBT.PasteCopy(connex);

cont=cont+1;

```

```

    obj_load=set_load.Next();
    }

printf('Se crearon:\n-> %d paneles \n-> %d baterías',cont,cont);

```

-Script Carga de datos de consumo

Gracias a este script fue posible cargar automáticamente la característica de consumo de cada uno de los usuarios. Es capaz de leer la base de datos en Excel en donde se encuentran los datos de consumo de cada usuario, para luego cargarlos como una “característica de tiempo” del elemento grafico *General Load* en el entorno de DIGSILENT. También se hizo uso del mismo script para configurar ciertos parámetros comunes a cada carga como, por ejemplo, el factor de potencia.

```

!*Definición variables
int error, row, num_row, bool_1, bool_2, cont1, cont2, sheet, sheets;
!double
string usu_name, usu_nameDS, s_aux, SE_nameDS, SE_nameEX;
object library, cha_obj, load_obj, cha_ref, cha_ref_pu, obj_aux, SE;
set cha_set, load_set, set_aux;

!*Limpia la ventana de salida y desactiva la interfaz de usuario
ClearOutput();
EchoOff();

!*Inicia Excel y abre el libro en la ruta indicada
error=xlStart();
if(error){
    printf('No inicia Excel');
    exit();
}
error=xlOpenWorkbook(Path);
if(error){
    printf('No abre el archivo');
    exit();
}

!*Obtiene la cantidad de hojas del archivo Excel
sheets=xlGetWorksheetCount();

```

```

!*Toma de a una las cargas seleccionadas en el general set
load_set=SEL.All();
load_obj=load_set.First();
cont1=0;
cont2=0;
while(load_obj){
    !*Obtiene el nombre de la SE a la que pertenece
    SE=load_obj.GetParent();
    SE_nameDS=SE:e:loc_name;

    !*Busca coincidencia con los nombres de SE en las hojas de Excel
    for(sheet=1;sheet<=sheets;sheet+=1){
        !*Obtiene el nombre de la hoja
        SE_nameEX=xlGetWorksheetName(sheet);
        !*Compara ambos nombres
        bool_1=strcmp(SE_nameDS,SE_nameEX);

        if(bool_1=0){
            !*Activa la hoja con la que hubo coincidencia
            xlActivateWorksheet(sheet);

            !*Obtiene la cantidad de filas de la base de datos
            xlGetValue(1,3,num_row);

            !*Extrae el nombre del usuario en DigSilent
            usu_nameDS=load_obj:e:loc_name;

            for(row=6;row<=num_row+5;row+=1){

                !*Obtiene el nombre de usuario de la primer columna de la BD
                xlGetValue(1,row,usu_name);

                !*Compara el nombre de la carga con el nombre que extrae de la BD
                bool_2=strcmp(usu_nameDS,usu_name);
                !*Si son distintos, lee el siguiente nombre de la BD (bucle for)
                !*Si son iguales entra al bucle if
                if(bool_2=0){

                    !*Cuenta los usuarios que se cargan
                    cont1=cont1+1;

                    !*Selecciona la caracteristica de tiempo anteriormente creada

```

```

!*y la borra (para que no se repita)
library=GetLocalLib('ChaTime');
cha_set=library.GetContents(usu_name);
cha_obj=cha_set.First();
while(cha_obj){
    Delete(cha_obj);
    cha_obj=cha_set.Next();
}

!*Crea una caracteristica de tiempo con el nombre del usuario
cha_obj=library.CreateObject('ChaTime',usu_name);

!*Setea los parámetros de la caracterisitica
cha_obj:e:source=0; !Toma los datos a partir de Table
cha_obj:e:repeat=3; !Recurrencia anual
cha_obj:e:cunit=3; !Resolución mensual
cha_obj:e:usage=2; !Valores absolutos en **[MW]**

!*Lee los datos del archivo y los carga en la tabla de la caracteristica
VectorScrip.Execute(cha_obj,row);

!*Busca las referencias de caracteristicas dentro de la carga y las
!*borra (para que no se repitan)
set_aux=load_obj.GetContents('*.*ChaRef');
cha_ref=set_aux.First();
while(cha_ref){
    Delete(cha_ref);
    cha_ref=set_aux.Next();
}

!*Crea una referencia de caracteristica nueva dentro del usuario
cha_ref=load_obj.CreateObject('ChaRef','plini');
cha_ref_pu=load_obj.CreateObject('ChaRef','plini');
!*Se le asigna la caract a la referencia
cha_ref:typ_id=cha_obj;
cha_ref_pu:typ_id=Curva_pu;
load_obj:e:plini=1;
load_obj:e:coslini=0.85;

!*Sale del for para no hacer iteraciones de mas
break;
    }                !cierre del if bool_2
    }                !cierre del for "row"

```

```

        /*Informa si algún usuario no está en la BD
        if(bool_2<>0){
            printf('El usuario %o, perteneciente a la SE %o, no está en la base de datos
            \n',load_obj, SE);
        }
        /*Sale del for "sheet" para no hacer iteraciones de más
        break;
    }          !Cierre del if bool_1
    }          !Cierre del forr "sheet"

load_obj=load_set.Next();
cont2=cont2+1;
    }          !cierre del while

/*Informa cuantos usuarios se cargaron
printf('***Se cargaron %d usuarios de %d seleccionados***',cont1,cont2);

/*Cierra el archivo y cierra el Excel
error=xlCloseWorkbook();
if(error){
    printf('No cierra el archivo');
    exit();
}

error=xlTerminate();
if(error){
    printf('No cierra Excel');
    exit();
}

printf('***CARGA DE DATOS FINALIZADA ***');

/*Reactiva la interfaz de usuario
EchoOn();

```

-Script Carga de datos de generación

Gracias a este script fue posible cargar automáticamente la característica de generación FV de cada uno de los usuarios-generadores. Es capaz de leer la base de datos en Excel en donde se encuentran los datos de generación FV de cada usuario-generador, para luego cargarlos como una “característica de tiempo” del elemento grafico *PV System* en el entorno de DIGSILENT.

```
!*Definición variables
int error, row, num_row, bool_1, bool_2, cont1, cont2, sheet, sheets;
!double
string usu_name, s_aux, FV_nameDS, SE_nameDS, SE_nameEX;
object library, cha_obj, FV_obj, cha_ref, cha_ref_pu, obj_aux, SE;
set cha_set, FV_selec, FV_set, set_aux;

!*Limpia la ventana de salida y desactiva la interfaz de ususario
ClearOutput();
EchoOff();

!*Inicia Excel y abre el libro en la ruta indicada
error=xlStart();
if(error){
    printf('No inicia Excel');
    exit();
}
error=xlOpenWorkbook(Path);
if(error){
    printf('No abre el archivo');
    exit();
}

!*Obtiene la cantidad de hojas del archivo
sheets=xlGetWorksheetCount();

!*Toma de a un panel de los que fueron seleccionados
FV_selec=SEL.All();
FV_obj=FV_selec.First();
cont1=0;
cont2=0;
while(FV_obj){
    !*Obtiene el nombre de la SE a la que pertence
    SE=FV_obj.GetParent();
    SE_nameDS=SE:e:loc_name;
```

```

!*Busca coincidencia con los nombres de SE de las hojas del Excel
for(sheet=1;sheet<=sheets;sheet+=1){
    !*Obtiene el nombre de la hoja
    SE_nameEX=xlGetWorksheetName(sheet);
    !*Compara ambos nombres
    bool_1=strcmp(SE_nameDS,SE_nameEX);

    if(bool_1=0){
        !*Activa la hoja con la que hubo coincidencia
        xlActivateWorksheet(sheet);

        !*Obtiene la cantidad de filas de la base de datos
        xlGetValue(2,7,num_row);

        !*Extrae el nombre del objeto panel
        FV_nameDS=FV_obj:e:loc_name;

    for(row=10;row<=num_row+9;row+=1){

        !*Obtiene el nombre de usuario de la primer columna de la BD
        xlGetValue(1,row,usu_name);

        !*Compara el nombre del panel con nombre que extrae de la BD
        bool_2=strcmp(FV_nameDS,usu_name);
        !*Si son distintos, lee el siguiente nombre de BD (bucle for)
        !*Si son iguales entra al bucle if
        if(bool_2=0){

            !*cuenta los paneles que se cargan
            cont1=cont1+1;

            !*Selecciona la característica de tiempo anteriormente creada
            !*y la borra (para que no se repita)
            library=GetLocalLib('ChaTime');
            cha_set=library.GetContents(usu_name);
            cha_obj=cha_set.First();
            while(cha_obj){
                Delete(cha_obj);
                cha_obj=cha_set.Next();
            }

            !*Crea una característica de tiempo con el nombre del usuario

```

```

cha_obj=library.CreateObject('ChaTime',usu_name);

!*Setea los parámetros de la caracterisitica
cha_obj:e:source=0; !Toma los datos a partir de Table
cha_obj:e:repeat=3; !Recurrencia anual
cha_obj:e:cunit=3; !Resolución mensual
cha_obj:e:usage=2; !Valores absolutos en **[MW]**

!*Lee los datos del archivo y los carga en la tabla de la característica
VectorScrip.Execute(cha_obj,row);

!*Setea al panel como monofásico
FV_obj:e:phtech=3;

!*Busca las referencias de características dentro del panel y las
!*borra (para que no se repitan)
set_aux=FV_obj.GetContents('*.ChaRef');
cha_ref=set_aux.First();
while(cha_ref){
    Delete(cha_ref);
    cha_ref=set_aux.Next();
}

!*Crea una referencia de característica nueva dentro del usuario
cha_ref=FV_obj.CreateObject('ChaRef','pgini');
cha_ref_pu=FV_obj.CreateObject('ChaRef','pgini');
!*Se le asigna la caract a la referencia
cha_ref:typ_id=cha_obj;
cha_ref_pu:typ_id=Curva_pu_FV;

!*Sale del for "row" para no hacer iteraciones de más
break;
    }                !cierre del if bool_2
    }                !cierre del for "row"
!*Informa si algún usuario no se encontró en la BD
if(bool_2<>0){
    printf('El usuario_FV %, perteneciente a la SE %, no está en la Base de
Datos',FV_obj,SE);
    }

!*Sale del for "sheet" para no hacer iteraciones de más
break;
    }                !Cierre del if bool_1

```

```
        }                !Cierre del for "sheet"
    FV_obj=FV_selec.Next();
    cont2=cont2+1;
        }                !cierre del while

    !*Informa cuantos usuarios_FV se cargaron
    printf('***Se cargaron %d usuarios_FV de %d seleccionados***',cont1, cont2);
    !*Cierra el archivo y cierra el Excel

    error=xlCloseWorkbook();
    if(error){
        printf('No cierra el archivo');
        exit();
    }

    error=xlTerminate();
    if(error){
        printf('No cierra Excel');
        exit();
    }

    printf('***CARGA DE DATOS_FV FINALIZADA***');

    !*Reactiva la interfaz de usuario
    EchoOn();
```

Anexo II

Paneles solares: Hoja de datos técnicos

SOLARTEC®

Módulos Fotovoltaicos Policristalinos
de Alto rendimiento

Características principales

-  Módulos policristalinos diseñados para aplicaciones industriales y residenciales para montar sobre techo o suelo
-  Alto rendimiento, mayor eficiencia de conversión 17,74 %
-  Diseñado para aplicaciones IEC 1000 V CC
-  Materiales y caja de conexionado diseñados para asegurar la protección en las condiciones climáticas más severas
-  Vidrio templado transparente y marco de aluminio anodizado aptos para sobrecarga de nieve de 5400 Pa y vientos hasta 2400 Pa

Calidad Confiable

- Tolerancia Potencia : 0 ~ +3%
- Doble inspección garantiza que los módulos están libres de defectos
- Resistente a Degradación por Potencia Inducida (PID)

Certificados

- IEC 61215, IEC 61730 y CE
- ISO 9001: 2008: Sistema de gestión de calidad

Garantías

- Garantía de producto limitada a 2 años, Garantía de potencia limitada de 25 años (90% por 10 años, 80% por 25 años)

320W-345W



SOL-6P-72-XXX-4BB Series

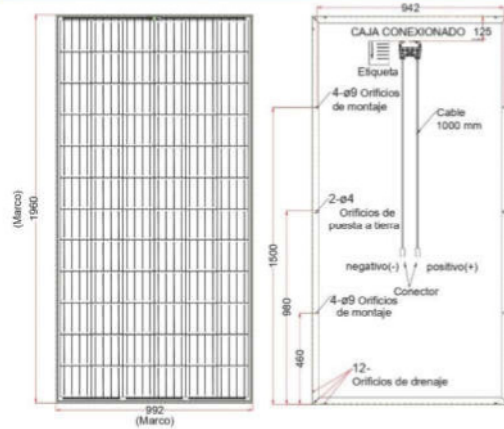
Módulo Fotovoltaico Policristalino
de Alto Rendimiento



SOL-6P-72-XXX-4BB Series 320W-345W

Módulos Fotovoltaicos Policristalinos de Alto Rendimiento

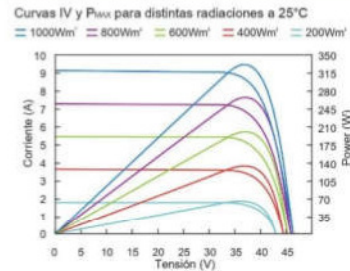
Características mecánicas



Dimensiones: 1960 mm x 992 mm x 46 mm
 Celdas: 72 celdas policristalinas de 156x156 mm
 Conexión: Caja de conexión IP65, 3 diodos de bypass
 Cable: 4 mm² x 1,0 m compatible con conectores Tyco o MC4
 Marco: Aluminio anodizado
 Peso: 23.5 kg / 51.76 lbs



Curva IV



Coefficientes de temperatura

Coef. Temp. para I_{sc} : 0.05 %/°C
 Coef. Temp. para V_{oc} : -0.30 %/°C
 Coef. Temp. para P_{max} : -0.41 %/°C

Condiciones de operación

Temperatura de operación: -40 °C to +85 °C
 (-40 °F to +185 °F)
 Máx. Tensión del sistema: 1000 V CC
 Máx. Corriente inversa: 15 A
 Máx. Carga: Carga por nieve: 5400 Pa o 550 kg/m²
 Carga por vientos: 2400 Pa

Características eléctricas @ STC*

Modelo	SOL-6P-72-XXX-4BB. XXX = Potencia Nominal P_{max} [W.]					
Potencia máxima [Pmax]	320	325	330	335	340	345
Tolerancia**	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Tension en $P_{máx}$. [Vpm]	38.00	38.06	38.11	38.25	38.42	38.60
Corriente en $P_{máx}$. [Ipm]	8.42	8.54	8.66	8.76	8.85	8.94
Tensión de circuito abierto [Voc]	45.50	46.00	46.20	46.40	46.70	47.10
Corriente de cortocircuito [Isc]	8.76	8.96	9.13	9.23	9.32	9.41
Eficiencia del módulo [%]	16.46	16.72	16.97	17.23	17.49	17.74

*STC: 1000 W/m² Irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM 1.5 distribución espectral según EN 60904-3.

**La tolerancia puede ajustarse.

NOCT: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de Irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad de viento

Las especificaciones pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso

Garantía

Garantía de producto limitada a 2 años.
 Garantía de potencia de salida limitada a 25 años (90% por 10 años, 80% por 25 años).

SOLARTEC S.A.

México 2145 - CP 1640
 Martínez - Bs As - Argentina
 Tel : +54 11 4836 1040
 Fax : +54 11 4836 1381
 e-mail : info@solartec.com.ar

SOL-6P-72-4BB - v0

Anexo III

Energía anual generada por un único panel

En este Anexo se desarrolla el proceso realizado para obtener la energía eléctrica de origen fotovoltaico que se obtiene de un sistema compuesto por una sola placa solar. Este dato se utilizó en la determinación de la cantidad de paneles a instalar, según el *Criterio 2*, mencionado anteriormente en el apartado 3.8.5 4). Se partió de la curva que muestra cómo varía la irradiación global en el plano horizontal, hora a hora, a lo largo de un día promedio de cada mes (Tabla AIII.1). La última fila indica la irradiación global en el plano horizontal en un día promedio del mes respectivo a cada columna.

Tabla AIII.1 Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m^2]. Fuente: elaboración propia.

Hora	En e	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	No v	Dic
0:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,003
5:00:00	0,047	0,008	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,025	0,076
6:00:00	0,189	0,108	0,041	0,009	0,000	0,000	0,000	0,003	0,043	0,148	0,226	0,234
7:00:00	0,362	0,269	0,169	0,103	0,041	0,015	0,016	0,066	0,167	0,305	0,389	0,397
8:00:00	0,522	0,427	0,311	0,236	0,147	0,094	0,093	0,182	0,301	0,452	0,532	0,549
9:00:00	0,654	0,558	0,427	0,350	0,249	0,182	0,176	0,290	0,408	0,563	0,639	0,669
10:00:00	0,737	0,643	0,503	0,414	0,307	0,241	0,229	0,357	0,465	0,624	0,699	0,740
11:00:00	0,769	0,681	0,540	0,447	0,336	0,266	0,256	0,387	0,495	0,654	0,718	0,763
12:00:00	0,775	0,692	0,548	0,450	0,328	0,262	0,256	0,388	0,487	0,637	0,710	0,752
13:00:00	0,717	0,652	0,511	0,406	0,283	0,223	0,224	0,349	0,439	0,569	0,650	0,695
14:00:00	0,630	0,571	0,426	0,316	0,201	0,151	0,161	0,269	0,351	0,464	0,549	0,601
15:00:00	0,505	0,443	0,307	0,196	0,096	0,062	0,079	0,161	0,231	0,331	0,422	0,477
16:00:00	0,355	0,294	0,172	0,070	0,012	0,003	0,010	0,048	0,103	0,182	0,268	0,329
17:00:00	0,191	0,137	0,044	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,045	0,111	0,170
18:00:00	0,047	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009	0,037
19:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total	6,50	5,50	4,00	3,00	2,00	1,50	1,50	2,50	3,50	5,00	6,00	6,5

Luego se multiplicó cada valor de la curva por tres factores, a saber:

- 1) La potencia pico de la placa ($P_p = 0,345kW$, según catálogo);
- 2) El rendimiento de la instalación, dado por el factor $FS = 0,85$
- 3) El factor de corrección debido a la inclinación y orientación de la placa, $R_{\beta,\gamma}$. Por ejemplo, para un panel con una inclinación de 30° y orientación respecto al norte de 55° , los factores de corrección para cada mes se listan en la Tabla AIII.2.

Tabla AIII.2 Factores de corrección para la irradiación global en el plano horizontal, para una inclinación de 30° y un azimut de 55°.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0,94	0,97	1,02	1,1	1,16	1,23	1,21	1,13	1,04	0,93	0,95	0,94

Los valores obtenidos son la energía eléctrica generada en cada hora de un día promedio de cada mes del año. Los mismos se presentan en la Tabla AIII.3. Debajo de cada columna se calculó el total de energía generada en un día promedio del mes correspondiente (*TOTAL día*). Multiplicando dicho valor por la cantidad de días en el mes, se obtuvo la energía mensual generada (*TOTAL mes*). Por último, sumando los valores de los 12 meses se obtuvo la energía total generada en el año (*TOTAL año*).

Tabla AIII.3 Energía eléctrica [kWh] generada hora a hora por un panel. Fuente: elaboración propia

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
01:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
02:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
03:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
04:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
05:00	0,013	0,002	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007	0,021	0,023
06:00	0,052	0,031	0,012	0,003	0,000	0,000	0,000	0,001	0,013	0,040	0,063	0,065
07:00	0,100	0,076	0,051	0,033	0,014	0,005	0,006	0,022	0,051	0,083	0,108	0,110
08:00	0,144	0,121	0,093	0,076	0,050	0,034	0,033	0,060	0,092	0,123	0,148	0,151
09:00	0,180	0,159	0,128	0,113	0,085	0,066	0,062	0,096	0,124	0,154	0,178	0,184
10:00	0,203	0,183	0,151	0,134	0,104	0,087	0,081	0,118	0,142	0,170	0,195	0,204
11:00	0,212	0,194	0,162	0,144	0,114	0,096	0,091	0,128	0,151	0,178	0,200	0,210
12:00	0,214	0,197	0,164	0,145	0,112	0,095	0,091	0,129	0,149	0,174	0,198	0,207
13:00	0,198	0,185	0,153	0,131	0,096	0,080	0,079	0,116	0,134	0,155	0,181	0,192
14:00	0,174	0,162	0,127	0,102	0,068	0,055	0,057	0,089	0,107	0,127	0,153	0,166
15:00	0,139	0,126	0,092	0,063	0,033	0,022	0,028	0,053	0,071	0,090	0,117	0,131
16:00	0,098	0,084	0,052	0,022	0,004	0,001	0,004	0,016	0,031	0,050	0,075	0,091
17:00	0,053	0,039	0,013	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,012	0,031	0,047
18:00	0,013	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,010
19:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TOTAL día [kWh]	1,8	1,6	1,2	1,0	0,7	0,5	0,5	0,8	1,1	1,4	1,7	1,8
TOTAL mes [kWh]	55,5	43,8	37,1	29,0	21,1	16,2	16,5	25,7	32,0	42,3	50,1	55,5
TOTAL año [kWh]	425,0											

Anexo IV

Pérdidas Alimentadas por la Red Externa y Paneles FV

En este Anexo se explica la metodología elaborada para poder discriminar la potencia activa suministrada a las pérdidas por parte de la *Red Externa* y por los Paneles FV.

En la Fig. AIV.1 se muestra el esquema simplificado de un sistema de distribución vinculada a la *Red Externa*. La misma contiene transformadores de media a baja tensión, líneas, cargas y paneles fotovoltaicos asociados a cada usuario. Cuando los paneles FV están desactivados (color gris) la potencia necesaria para alimentar las cargas y las pérdidas están suministradas por la *Red Externa* a través de un flujo de corriente (color rojo) que circula aguas abajo del circuito y que se considera como positivo.

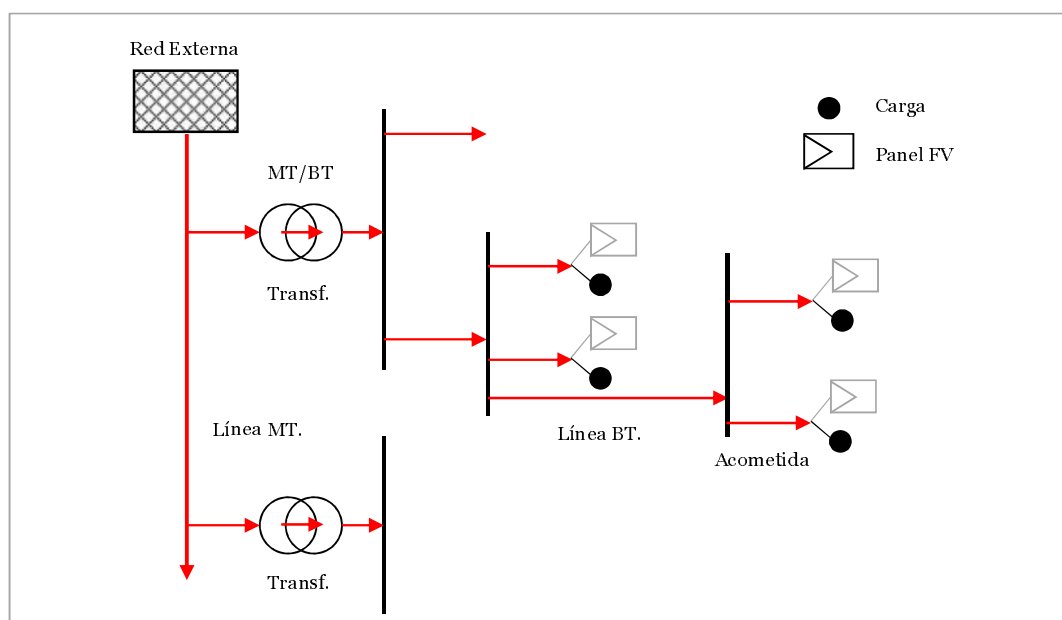


Fig. AIV.1 Esquema de un sistema de distribución. Cargas y pérdidas alimentadas por la Red Externa. Fuente: elaboración propia

En un escenario en que los paneles solares están activos y la potencia que generen exceda la demandada por las cargas se generará un flujo de corriente de sentido inverso por las líneas que conducirá dicho excedente hacia la *Red Externa* (trazo de color verde en la Fig. AIV.2). En esta condición se puede asegurar que tanto las cargas como todas las pérdidas del sistema son alimentadas por la fuente solar.

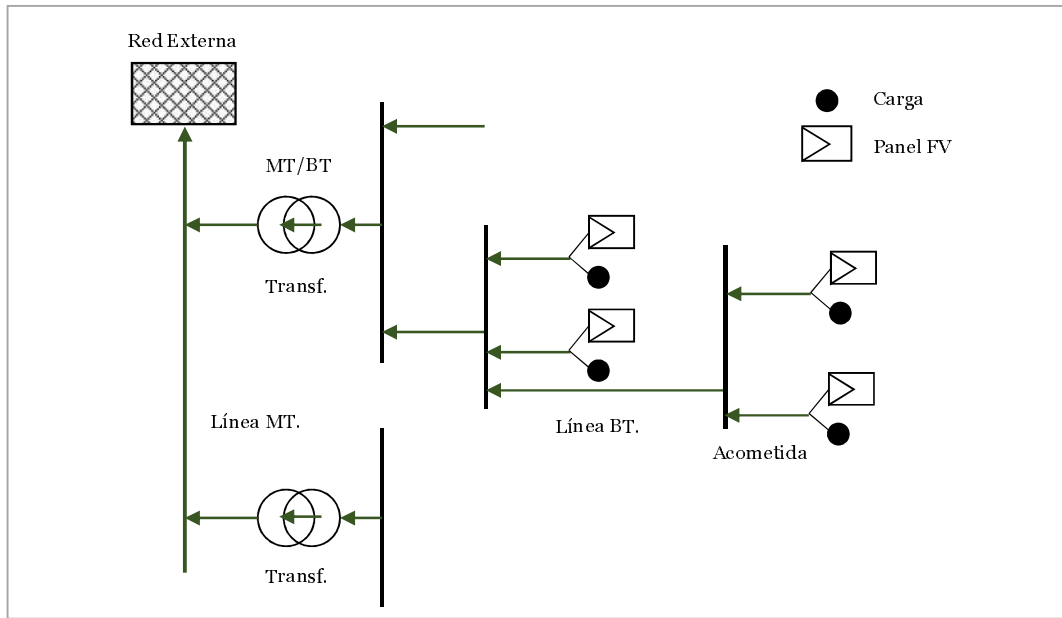


Fig. AIV.2 Esquema de un sistema de distribución. Cargas y pérdidas alimentadas por la Paneles FV.
Fuente: elaboración propia

Para un escenario intermedio entre los planteados anteriormente, es decir que la potencia generada por los paneles no alcance a abastecer la demanda de las cargas en su conjunto, sucede que el sistema de distribución es alimentado por ambas fuentes: *Red Externa* y paneles FV. Esta condición es planteada en la Fig. AIV.3 en la que se representó la potencia [kW] demandada por cada carga y la potencia generada por cada panel FV. Si en algún usuario-generador, la potencia generada es mayor que la demandada, el exceso de potencia será inyectada a la red, la que será aportada a otra carga o bien conducida hacia la *Red Externa*. Para este caso simulado se identifican los tramos de líneas (o transformadores) por las cuales circula una corriente de sentido inverso (aguas arriba, negativa) a las que se les asocia las pérdidas generadas como alimentadas por las fuentes solares. A las líneas (o transformadores) por las cuales circule una corriente positiva (aguas abajo, positiva) se asociará sus pérdidas como alimentadas por la *Red Externa*.

Este esbozo constituye sólo una aproximación para resolver el problema de la discriminación de las fuentes de alimentación a las pérdidas. Si se plantea la condición de carga y generación FV como la mostrada en la Fig. AIV.4, se puede observar que en las líneas señaladas como L(a) y L(b) circula una corriente de sentido positivo (aguas abajo) que es aportada por la *Red Externa* y los paneles fotovoltaicos. Con el criterio descrito en el párrafo anterior, las pérdidas desarrolladas en dichas líneas serían asignadas (o alimentadas) por la *Red Externa*, hecho que no es del todo cierto. La dependencia no lineal de las pérdidas con la corriente hace dificultoso la discriminación buscada.

No obstante ello y con conocimiento de que se trata de una aproximación, se elaboró un algoritmo utilizando el lenguaje de programación Python que opera sobre el DigSilent que es capaz de encontrar las líneas y transformadores sobre los cuales circula una corriente negativa y asignar a cada tramo sus pérdidas, como alimentadas por las fuentes solares.

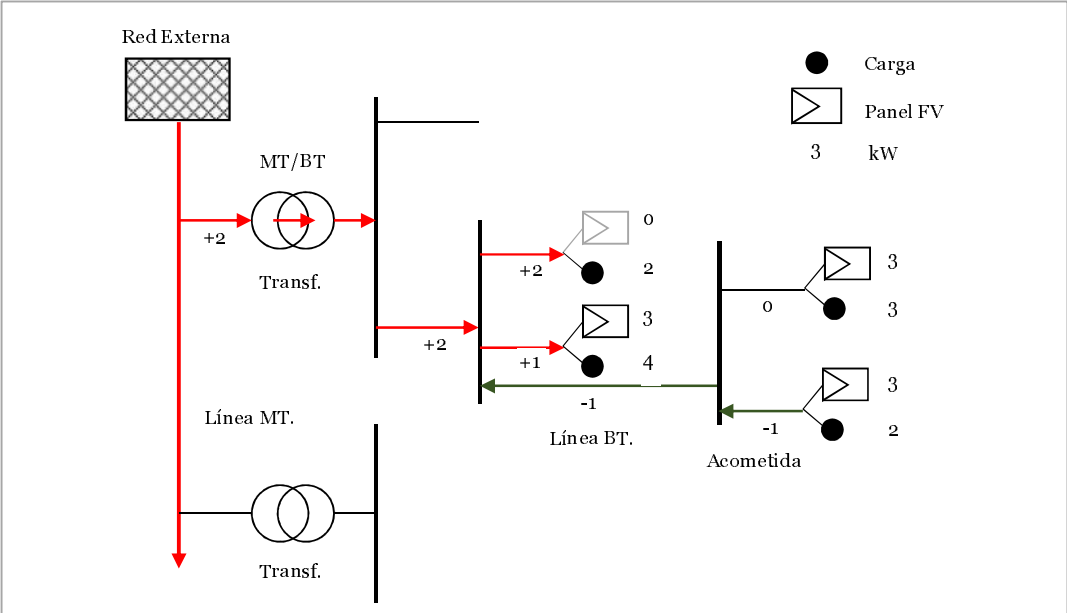


Fig. AIV.3 Esquema de un sistema de distribución. Cargas y pérdidas alimentadas por ambas fuentes, Red Externa y Paneles FV. Fuente: elaboración propia

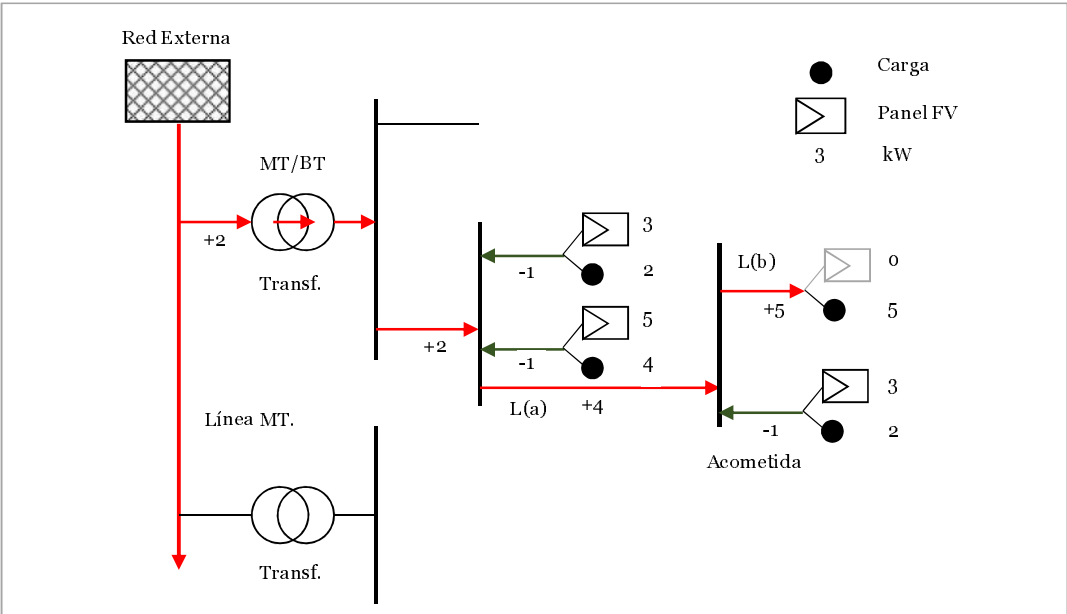


Fig. AIV.3 Esquema de un sistema de distribución. Cargas y pérdidas alimentadas por ambas fuentes, Red Externa y Paneles FV. Fuente: elaboración propia

Anexo V

180

 CAMMESA