

Universidad Nacional de Mar del Plata  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución Eléctrica de Mar del Plata: su Impacto en Parámetros Técnicos y Ambientales

**Autor:** Serna, Martín Nahuel.  
Ingeniería Eléctrica.  
DNI: 39600937.  
MAT: 11224.  
Mail: [martinserna983@gmail.com](mailto:martinserna983@gmail.com)

**Director:** Ing. di Mauro, Guillermo F.

**Co-director:** Mg. Ing. Agüero, Carlos A.

**Defensa:** 15 de junio de 2022, Mar del Plata.



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-  
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Universidad Nacional de Mar del Plata  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

# Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución Eléctrica de Mar del Plata: su Impacto en Parámetros Técnicos y Ambientales

**Autor:** Serna, Martín Nahuel.  
Ingeniería Eléctrica.  
DNI: 39600937.  
MAT: 11224.  
Mail: [martinserna983@gmail.com](mailto:martinserna983@gmail.com)

**Director:** Ing. di Mauro, Guillermo F.

**Co-director:** Mg. Ing. Agüero, Carlos A.

**Defensa:** 15 de junio de 2022, Mar del Plata.

# Proyecto Final de Grado

Junio 2022

## Generación Distribuida Fotovoltaica Residencial en Redes de Distribución Eléctrica de Mar del Plata: su Impacto en Parámetros Técnicos y Ambientales

*Autor:* **Serna, Martín Nahuel**

*Carrera:* **Ing. Eléctrica**

*Director:* **Ing. di Mauro, Guillermo F.**

*Codirector:* **Mg. Ing. Agüero, Carlos A.**

**Ing. Vignerte, Juan**

*Evaladores:* **Mg. Ing. Roberts, Justo J.**

**Mg. Ing. Anaut, Daniel**

**Ing. Cereiyo, Omar**

## **Agradecimientos**

Por sobre todo, a mis padres, Patricia y Gustavo, por su apoyo incondicional brindado de tantas maneras diferentes.

A mi director, por la formación profesional brindada en este trabajo y por las oportunidades de crecimiento.

A Berardi, por su inspiración y motivación desde el comienzo.

A mi familia y a mis amigos, por ser actores activos en este proceso.

Este trabajo está dedicado a la memoria de mi hermana Macarena.

## Resumen

Debido a la necesidad de generar un impacto positivo frente al calentamiento global, las fuentes de energías alternativas cercanas al consumidor final están comenzando a ganar terreno en países desarrollados. En Argentina, desde hace algunos años, el campo de la generación distribuida (GD) está teniendo cada vez más importancia a partir de la promulgación de la Ley N°27.191/15 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía” y de la Ley N°27.424/17 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”.

Sin embargo, la red eléctrica no fue diseñada considerando la incorporación de fuentes de GD. En este sentido, el presente trabajo se fundamenta en la necesidad de conocer el comportamiento de la red al incluir, por ejemplo, elementos de generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico (FV) por parte de los usuarios finales. El proceso de análisis consistió en digitalizar con datos reales, en el software DIGSILENT, el distribuidor French y Don Bosco, perteneciente a la Empresa Distribuidora local, la red de distribución secundaria en BT y todos los usuarios conectados a la misma. Además, se incorporaron sistemas FV a los usuarios de la red digitalizada, con conexión on-grid. Esto significa que, cuando las placas entregan más potencia que la demandada por los usuarios, esta es inyectada a la red eléctrica.

Se definieron seis escenarios en los que cada uno tuvo un grado de penetración FV diferente: desde el escenario base (sin generación FV) hasta el escenario extremo con un 100% de penetración FV. Este último caso se definió teniendo en cuenta limitaciones establecidas en la normativa y limitaciones físicas de espacio en las viviendas. En cada simulación se monitorearon diversos parámetros de la red tales como pérdidas eléctricas, niveles de tensión, potencia demandada y generada, con el objetivo de analizar cómo se modificaban en función del nivel de penetración FV. El período de simulación comprendió un año calendario 2019 para poder analizar, además, las variaciones estacionales de los parámetros monitoreados, en un año con el consumo no afectado por la pandemia de COVID-19.

Para poder realizar un análisis detallado durante el período de estudio fue necesario obtener la curva de demanda diaria de cada uno de los 5165 usuarios para todo el año 2019. Para su obtención se realizó un exhaustivo procesado de datos de consumos reales brindados por la Empresa Distribuidora. También se debió obtener la curva diaria de generación eléctrica de origen fotovoltaico a lo largo del año de estudio. Con tal objetivo, se hizo uso de herramientas informáticas geográficas, datos de fabricantes de placas solares, valores de radiación solar, etc.

Con los resultados obtenidos de las simulaciones pudo analizarse el comportamiento de las variables eléctricas del sector de red analizado y cuantificar los cambios en dichas variables introducidos por la generación FV. Dentro de los resultados más importantes referentes a parámetros técnicos se destaca una disminución de las pérdidas eléctricas alimentadas por la red externa para niveles de inserción FV crecientes. A su vez, se encontró que la tensión en barras de baja tensión de las subestaciones se incrementa a medida que la penetración fotovoltaica es mayor, sin superarse los límites establecido por reglamentaciones locales. En cuanto a los parámetros ambientales se determinó la cantidad de gases de efecto invernadero (GEI) que dejan de ser emitidos, siendo esta cantidad mayor cuanto mayor sea el grado de inserción FV. De esta forma fue posible comparar los resultados obtenidos con las expectativas de mejora en los sistemas de distribución enunciados en la Ley N°27.424. En este sentido se logró verificar la eficiencia energética, la reducción de pérdidas en el sistema interconectado, la potencial reducción de costos para el sistema eléctrico en su conjunto y la protección ambiental.

## Abstract

Due to the need to generate a positive impact against global warming, renewable energy sources close to final consumers have begun to gain a place in developed countries. In Argentina, for some years now, the field of Distributed Generation (DG) has had increasing importance since the enactment of law N°27.191/15 “National Promotion Regime for the use of Renewable Energy Sources” and the law N°27.424/17 “Promotion Regime for the Distributed Generation of Renewable Energy Integrated to the Public Electrical Network”.

However, the electrical network was not designed considering the incorporation of DG sources. In this sense, the current work is justified by the need to know the behavior of the electrical grid when elements of photovoltaic-electrical-energy generation (PV) are included by end-users. The analysis process consisted of digitalizing, with real data, in the DIgSILENT software, the distributor called “French y Don Bosco”, belonging to the local Distribution Company, the low voltage secondary distribution network, and all the consumers connected to it. Furthermore, PV systems were added to the digitalized-grid users, with an on-grid connection. That is, when solar panels deliver more power than demanded by consumers, it is injected into the distribution grid.

Six scenarios were defined, and each had a different PV-penetration grade: from the base scenario (no PV generation) to the extreme scenario with 100% of PV penetration. That last case was defined considering limitations established by regulations, and physical-space limitations in housings. In each simulation, various network parameters were monitored, such as electrical losses, voltage levels, and power demanded and delivered, in order to analyze how they changed according to PV-penetration level. The simulation period included a calendar year to analyze the seasonal changes of the tracked parameters. The year considered for the study was 2019 to be able to obtain conclusions based on a normal consumption year, unaffected by the COVID-19 pandemic.

In order to perform a detailed analysis during the period under study, it was necessary to obtain the daily demand curve of all of 5165 users, for the whole of 2019. It was obtained by carrying out an accurate data process of real consumption, provided by the Distributor Company of Electrical Energy. Furthermore, the daily PV-generation curve had to be obtained throughout the year under study. To reach that aim, geographic, informatics tools, solar-panel datasheets, and values of solar radiation from different sources were used.

With the results obtained from the simulations it was possible to analyse the behaviour of the electrical variables of the network sector analysed and to quantify the changes in these variables introduced by PV generation. Among the most important results regarding technical parameters, a decrease in the electrical losses fed by the external grid for increasing levels of PV insertion stands out. At the same time, it was found that the voltage in low voltage busbars of the substations increases as PV penetration increases, without exceeding the limits established by local regulations. As for the environmental parameters, the amount of greenhouse gases (GHG) that are no longer emitted was determined, this amount being greater the higher the degree of PV insertion. In this way it was possible to compare the results obtained with the expectations of improvement in the distribution systems set forth in Law N° 27.424. In this sense, it was possible to verify the energy efficiency, the reduction of losses in the interconnected system, the potential cost reduction for the electric system as a whole and the environmental protection.

# Índice general

Agradecimientos .....	3
Resumen .....	4
Abstract.....	5
Índice general.....	6
Índice de figuras.....	9
Índice de tablas.....	13
Lista de abreviaciones.....	17
Lista de símbolos.....	18
Introducción.....	1
Planteamiento del problema .....	1
Justificación del problema .....	2
Objetivo general.....	3
Objetivos específicos .....	3
1. Estado del arte .....	4
2. Materiales y métodos .....	6
2.1 Marco normativo .....	6
2.2 Esquemas de tarificación.....	8
2.3 Resumen del procedimiento para el desarrollo del trabajo .....	11
2.3.1 Objetivo específico 1 – Escenario base sin GD FV.....	11
2.3.2 Objetivo específico 2 – Energía FV generada.....	12
2.3.3 Objetivo específico 3 – Escenarios de comparación .....	13
2.3.4 Objetivo específico 4 – Análisis del marco legal .....	14
2.4 Software de simulación.....	14
2.4.1 Modelado de la red.....	14
2.4.2 Flujo de carga ( <i>Load Flow</i> ) .....	15
2.4.3 Simulación cuasi dinámica ( <i>Quasi-dynamic Simulation</i> ).....	16
2.5 Modelado de la red.....	18
2.5.1 Área residencial bajo estudio.....	18
2.5.2 Red de MT .....	20
2.5.3 Subestaciones .....	25
2.5.4 Red de BT .....	28
2.5.5 Acometidas .....	30
2.5.6 Feeders.....	34

2.6	Usuarios residenciales de BT.....	35
2.6.1	Conceptos preliminares .....	35
2.6.2	Obtención de la curva de demanda diaria de potencia .....	37
2.6.3	Ejemplo de obtención de un valor instantáneo de la curva de demanda .....	43
2.7	Generación fotovoltaica.....	46
2.7.1	Características constructivas de las celdas y paneles solares.....	47
2.7.2	Características técnicas de las placas solares .....	48
2.7.3	Irradiancia solar, irradiación solar y horas solares pico .....	51
2.7.4	Obtención de la curva de generación de potencia FV .....	52
2.7.5	Ejemplo de obtención de un valor instantáneo de la curva de generación FV .....	67
2.8	Escenarios de demanda y de generación FV.....	73
2.8.1	Escenarios en el entorno de DlgSILENT .....	73
2.8.2	Variables analizadas.....	74
2.8.3	Simulación cuasi dinámica y archivo de resultados.....	77
3.	Resultados y análisis .....	79
3.1	Simulación de los diferentes escenarios.....	79
3.1.1	Resultados del escenario base .....	79
3.1.2	Resultados de escenarios con generación FV variable .....	83
3.2	Impacto de la GD FV en parámetros técnicos.....	93
3.2.1	Pérdidas eléctricas en la red .....	93
3.2.2	Niveles de tensión en barras de BT de las SE.....	95
3.2.3	Niveles de tensión en nodos particulares .....	100
3.3	Impacto de la GD FV en parámetros ambientales .....	101
3.3.1	Factor de emisiones .....	101
3.3.2	Ahorro de energía por la implementación de GD FV.....	103
3.3.3	Ahorro de emisiones de GEI.....	106
4.	Conclusiones .....	110
5.	Trabajos futuros.....	112
6.	Bibliografía .....	113
	Anexo I – Scripts.....	115
	Creación de los sistemas FV como elementos gráficos del software de simulación .....	115
	Carga de datos de consumo.....	118
	Carga de datos de generación .....	121
	Asignación de fase a las acometidas.....	125
	Anexo II – Base de datos: perfil de demanda del distribuidor.....	127
	Anexo III – Base de datos: energía consumida por usuario .....	132

Anexo IV – Paneles solares: Hoja de datos técnicos.....	135
Anexo V – Energía anual generada por un único panel.....	137

## Índice de figuras

Figura 2.3.1.1 – Esquema de conexión para el sistema de tarificación Net Metering. Fuente: elaboración propia.....	8
Figura 2.3.1.2 – Esquema de conexión para el sistema de tarificación Net Billing. Fuente: elaboración propia.....	9
Figura 2.4.1.1 – Elementos gráficos utilizados para modelar la red en el software DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.....	15
Figura 2.4.2.1 – Ventana de comandos para la ejecución de un flujo de carga. Fuente: elaboración propia.....	16
Figura 2.4.3.1 – Ventana de comandos para la ejecución de una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.....	17
Figura 2.4.3.2 – Líneas de comando de un script. Fuente: elaboración propia. ....	18
Figura 2.5.1.1 – Plano de ordenamiento territorial del partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: [13].....	19
Figura 2.5.1.2 – Área abastecida por el distribuidor Don Bosco y French, Centro de Distribución Beruti y Subestaciones. Fuente: elaboración propia. ....	20
Figura 2.5.2.1 – Ventana de configuración del elemento gráfico External Grid. Fuente: elaboración propia.....	21
Figura 2.5.2.2 – Ventana de configuración del elemento Line. Fuente: elaboración propia. ..	22
Figura 2.5.2.3 - Ventana de configuración del tipo de tendido Tower Type; pestaña Geometry. Fuente: elaboración propia.....	23
Figura 2.5.2.4 - Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.....	24
Figura 2.5.2.5 - Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.....	24
Figura 2.5.2.6 – Red de MT modelada en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia. ....	25
Figura 2.5.3.1 – Modelado de una subestación en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.....	26
Figura 2.5.3.2 – Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.....	27
Figura 2.5.3.3 – Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.....	27
Figura 2.5.4.1 – Ventana de configuración del elemento Línea de BT. Fuente: elaboración propia. ....	29
Figura 2.5.4.2 – Ventana de configuración del conductor de la línea de BT. Fuente: elaboración propia. ....	30
Figura 2.5.5.1 – Ventana de configuración del conductor para acometida monofásica. Fuente: elaboración propia.....	31
Figura 2.5.5.2 – Ventana de configuración de la fase a la que se encuentra conectada la acometida. Fuente: elaboración propia. ....	32
Figura 2.5.5.3 – Red de distribución secundaria de la subestación SE_73S00353, en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia. ....	33
Figura 2.5.5.4 – Red de distribución secundaria de la subestación SE_73S00353, en el entorno de DIgSILENT. Zoom. Fuente: elaboración propia. ....	33

Figura 2.5.6.1 – Feeder principal y de cada subestación. Fuente: elaboración propia. Fuente: elaboración propia.....	34
Figura 2.5.6.2 – Ejemplo de elementos incluidos en un Feeder. Fuente: elaboración propia. 35	
Figura 2.6.1.1 – Modelo de curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en verano. Fuente: [15]......	36
Figura 2.6.1.2 - Modelo de curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en invierno. Fuente: [15]. .....	36
Figura 2.6.1.3 – Modelo de 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 [14]. ...	37
Figura 2.6.2.1 – Ejemplo de curva de demanda diaria: corriente y potencia en valores absolutos. Fuente: elaboración propia.....	38
Figura 2.6.2.2 – Curvas de demanda diaria en p.u. para cada mes del año y discriminadas en tres tipos de días típicos. Fuente: elaboración propia. ....	40
Figura 2.6.2.3 – Curvas de demanda diaria en p.u. para el mes de enero. Fuente: elaboración propia. ....	40
Figura 2.6.2.4 – Curvas de demanda diaria en p.u. para el mes de julio. Fuente: elaboración propia. ....	41
Figura 2.6.2.5 – Curva de potencia media mensual: tabla de valores [MW] y diagrama en DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.....	42
Figura 2.6.3.1 – Fecha y hora configuradas como referencia para el ejemplo. Fuente: elaboración propia.....	43
Figura 2.6.3.2 – Curva de demanda de potencia en p.u. para un día hábil del mes de mayo. Fuente: elaboración propia.....	44
Figura 2.6.3.3 – Característica de potencia media demandada por el usuario 730059544, para el año 2019. Fuente: elaboración propia. ....	45
Figura 2.6.3.4 – Perfiles de consumo en p.u. y mensual. Valor real de potencia demandada. Fuente: elaboración propia.....	45
Figura 2.6.3.5 – Curva de demanda diaria de potencia [W] del usuario 730059544, para un día hábil del mes de mayo de 2019. Fuente: elaboración propia. ....	46
Figura 2.7.1.1 – Capas de silicio constitutivas de una celda solar. Fuente: elaboración propia. ....	47
Figura 2.7.1.2 – Capas protectoras que constituyen un módulo FV. Fuente: [11]. ....	48
Figura 2.7.2.1 – Características técnicas de una placa solar: corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) y tensión a circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®. ....	48
Figura 2.7.2.2 – Curvas I-V y de $P_{MAX}$ . Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.....	49
Figura 2.7.2.3 – Curvas I-V y $P_{MAX}$ para distintas irradiancias [ $W/m^2$ ], a $25^{\circ}C$ , para el panel SOLARTEC ® SOL-6P-72-345-4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®. ....	50
Figura 2.7.3.1 – 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.....	52
Figura 2.7.4.1 – Mapas de irradiación solar global media diaria en el plano horizontal [ $kWh/m^2$ ], para los meses de ENERO (izquierda) y JULIO (derecha). Fuente: [17].....	53
Figura 2.7.4.2 – Inclinación máxima alcanzada por el sol en verano y en invierno.....	53
Figura 2.7.4.3 – Curva diaria de irradiación en el plano horizontal [ $Wh/m^2$ ]. Fuente: [18]....	54
Figura 2.7.4.4 – Curva diaria de irradiación en el plano horizontal [ $Wh/m^2$ ], preliminar. Fuente: elaboración propia.....	55

Figura 2.7.4.5 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal normalizada [p.u]. Fuente: elaboración propia.....	56
Figura 2.7.4.6 - Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [Wh/m <sup>2</sup> ]. Fuente: elaboración propia.....	57
Figura 2.7.4.7 – Inclinación de una placa solar. Fuente: elaboración propia. ....	58
Figura 2.7.4.8 – Orientación de una placa solar (acimut). Fuente: elaboración propia. ....	58
Figura 2.7.4.9 – Orientación respecto al norte de los techos de las viviendas en el área residencial bajo estudio. Fuente: elaboración propia.....	59
Figura 2.7.4.10 – Determinación de la superficie disponible en el techo de una vivienda, mediante herramientas de Google Earth. Fuente: elaboración propia. ....	62
Figura 2.7.4.11 – Dimensiones (en mm) de la placa solar utilizada: SOL-6P-72-345-4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®. ....	63
Figura 2.7.4.12 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal para el mes de enero [kWh/m <sup>2</sup> ]. Fuente: elaboración propia.....	66
Figura 2.7.4.13 – 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.....	67
Figura 2.7.5.1 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia. ....	68
Figura 2.7.5.2 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kW/m <sup>2</sup> ] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia. ....	69
Figura 2.7.5.3 – Orientación del techo y medición de superficie disponible del usuario 730059544. Fuente: elaboración propia.....	70
Figura 2.7.5.4 – Característica mensual que tiene en cuenta parámetros propios del usuario- generador 730059544. Fuente: elaboración propia.....	71
Figura 2.7.5.5 – Valores actuales de ambas características y valor real para el usuario-generado 730059544, para la fecha y hora establecidas. Fuente: elaboración propia. ....	72
Figura 2.7.5.6 – Curva diaria de potencia FV generada por el usuario-generador 730059544, en mayo. Fuente: elaboración propia. ....	72
Figura 2.8.1.1 – Parámetro Out of Service activo y desactivo en ciertos elementos de la red. Fuente: elaboración propia.....	73
Figura 2.8.1.2 – Lista de escenarios en DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.....	74
Figura 2.8.2.1 – Ejemplo de una caja de resultados con las 14 variables no dependientes del tiempo, monitoreadas durante una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia...	76
Figura 2.8.3.1 – Panel de configuración de la simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia. ....	77
Figura 3.2.1.1 – Porcentaje de variación de energía de pérdidas totales en la red, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	94
Figura 3.2.1.2 – Energía de pérdidas totales en la red (en MWh) en función del nivel de penetración FV, diferenciándolas entre las alimentadas por los sistemas FV y por la External Grid. Fuente: elaboración propia. ....	95
Figura 3.2.2.1 – Máxima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	99
Figura 3.3.2.1 – Curva diaria de generación FV y consumo, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	103

Figura 3.3.2.2 – Energía anual aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	105
Figura 3.3.2.3 – Energía anual aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV, variación relativa al escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	106
Figura 3.3.3.1 – Ahorro anual de emisiones de GEI, expresado en toneladas de CO <sub>2eq</sub> , en función del porcentaje de penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	107
Figura 3.3.3.2 – Emisiones anuales de GEI en función de los distintos niveles de penetración FV, variación relativa al escenario base. Fuente: elaboración propia.....	108

## Índice de tablas

Tabla 2.5.3.1 – Cuadro resumen: potencia nominal [MVA] de los transformadores de cada SE. Fuente: elaboración propia.....	28
Tabla 2.7.4.1 – Irradiación global media diaria en el plano horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ] para la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [17].....	54
Tabla 2.7.4.2 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ]. Fuente: elaboración propia.....	57
Tabla 2.7.4.3 - Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 30^\circ$ . Fuente: [17]. .....	60
Tabla 2.7.4.4 - Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de $\pm 60^\circ$ . Fuente: [17]. .....	61
Tabla 2.7.4.5 – Características técnicas de las placas solares utilizadas. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.....	63
Tabla 2.7.4.6 – Factores de corrección para tener en cuenta el rendimiento del equipo inversor. Fuente: [11].....	65
Tabla 2.7.5.1 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ]. Fuente: elaboración propia.....	68
Tabla 2.8.1.1 – Valor de k según el escenario. Fuente: elaboración propia. ....	74
Tabla 2.8.3.1 – Extracto del archivo de resultados para el escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	78
Tabla 3.1.1.1 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.....	79
Tabla 3.1.1.2 - Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.....	79
Tabla 3.1.1.3 - Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	79
Tabla 3.1.1.4 - Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.....	80
Tabla 3.1.1.5 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.....	80
Tabla 3.1.1.6 - Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.....	81
Tabla 3.1.1.7 - Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	81
Tabla 3.1.1.8 - Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	82
Tabla 3.1.1.9 - Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia. ....	82
Tabla 3.1.2.1 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	83
Tabla 3.1.2.2 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	83
Tabla 3.1.2.3 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	83
Tabla 3.1.2.4 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	83

Tabla 3.1.2.5 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	84
Tabla 3.1.2.6 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	84
Tabla 3.1.2.7 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	84
Tabla 3.1.2.8 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	84
Tabla 3.1.2.9 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	85
Tabla 3.1.2.10 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	85
Tabla 3.1.2.11 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	85
Tabla 3.1.2.12 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	85
Tabla 3.1.2.13 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	85
Tabla 3.1.2.14 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	86
Tabla 3.1.2.15 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	86
Tabla 3.1.2.16 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	86
Tabla 3.1.2.17 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	86
Tabla 3.1.2.18 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	87
Tabla 3.1.2.19 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	87
Tabla 3.1.2.20 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	87
Tabla 3.1.2.21 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	87
Tabla 3.1.2.22 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	87
Tabla 3.1.2.23 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	88
Tabla 3.1.2.24 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	88
Tabla 3.1.2.25 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	88
Tabla 3.1.2.26 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	88
Tabla 3.1.2.27 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	89

Tabla 3.1.2.28 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	89
Tabla 3.1.2.29 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	89
Tabla 3.1.2.30 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	89
Tabla 3.1.2.31 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	89
Tabla 3.1.2.32 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	90
Tabla 3.1.2.33 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	90
Tabla 3.1.2.34 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	90
Tabla 3.1.2.35 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	90
Tabla 3.1.2.36 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	91
Tabla 3.1.2.37 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	91
Tabla 3.1.2.38 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	91
Tabla 3.1.2.39 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	91
Tabla 3.1.2.40 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	91
Tabla 3.1.2.41 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	92
Tabla 3.1.2.42 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	92
Tabla 3.1.2.43 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	92
Tabla 3.1.2.44 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	92
Tabla 3.1.2.45 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	93
Tabla 3.2.1.1 – Energía de pérdidas totales en la red (en MWh y en % respecto al escenario base) en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia. ....	93
Tabla 3.2.2.1 – Variación de tensión admisible según el nivel de tensión. Fuente: [20].....	96
Tabla 3.2.2.2 – Mínima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio. Fuente: elaboración propia. ....	96
Tabla 3.2.2.3 – Máxima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	97
Tabla 3.2.3.1 – Máxima y mínima tensión en la red en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	100

Tabla 3.3.2.1 – Energía aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV. Fuente: elaboración propia.....	105
Tabla 3.3.3.1 – Cálculo del ahorro anual de emisiones de GEI por la implementación de generación FV, expresado en toneladas de CO <sub>2eq</sub> . Fuente: elaboración propia.....	107

## Lista de abreviaciones

*MT*: media tensión

*BT*: baja tensión

*SEP*: sistema eléctrico de potencia

*GD*: generación distribuida

*FV*: fotovoltaico/a

*MEM*: Mercado Eléctrico Mayorista

*GEI*: gases de efecto invernadero

*CD*: centro de distribución

*GMR*: radio medio geométrico

*SE*: subestación

*Si*: silicio

*mono – Si*: silicio monocristalino

*poli – Si*: silicio policristalino

*FE*: factor de emisiones

## Lista de símbolos

$\beta$ : ángulo de inclinación de las placas solares.

$\gamma$ : ángulo azimut de las placas solares.

$\Delta$ : variación.

## Introducción

### Planteamiento del problema

El concepto de generación distribuida (GD) se refiere a pequeñas fuentes de generación de energía eléctrica cercanas al consumidor final. El principal beneficio de este tipo de generación es que puede llevarse a cabo con las denominadas *tecnologías limpias* como son, principalmente, la fotovoltaica y la eólica. Así se reduce la generación por parte de las centrales térmicas: principales agentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En Argentina, las emisiones de GEI han estado aumentando en las últimas décadas y la tendencia continúa en aumento [1].

Tanto a nivel mundial como a nivel nacional, después del sector del transporte, el sector de generación de energía eléctrica es el segundo mayor contribuyente a las emisiones de GEI, y la principal fuente de generación eléctrica es el gas (59%), seguida por fuentes hidráulicas de gran escala (26%), mientras que las energías renovables<sup>1</sup> representan sólo el 6% de la matriz energética nacional [1]. Sin embargo, el porcentaje y la relevancia de las energías renovables ha estado creciendo en los últimos años debido a la promulgación de la Ley N°27.191/15 “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía” [2] y de la Ley N°27.424/17 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública” [3]. Estas fueron sancionadas con el objetivo de propiciar un cambio en la matriz energética nacional para contribuir en la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y lograr la sustentabilidad del suministro eléctrico a largo plazo.

Es necesario saber que un sistema de generación distribuida puede ser clasificado, según el tipo de instalación, en: a) sistema off-grid: si este se encuentra aislado de la red eléctrica de distribución, almacenando la energía en baterías; b) sistema on-grid: si este se encuentra conectado a la red eléctrica de distribución y es capaz de inyectar a la misma la energía excedente; c) sistema on-grid complementado con baterías para almacenamiento de energía.

Por otro lado, cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía por efecto Joule debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas pueden llegar a ser reducidas con la implementación de GD domiciliaria. Sin embargo, es necesario regular el nivel o grado de penetración de generación distribuida ya que, debido a la inyección de energía excedente de origen renovable, hay estudios que indican que una incorporación desmedida de esta puede traer aparejados problemas técnicos en las redes de transmisión y distribución, tales como aumento mismo de pérdidas técnicas, aumento de niveles de tensión, etc. [4].

Este trabajo pretende analizar los cambios provocados en la red de distribución eléctrica de media y baja tensión por la incorporación de generación distribuida fotovoltaica on-grid por parte de los usuarios finales en BT. El estudio se realizará en un sector residencial de la ciudad de Mar del Plata, en el marco de la Ley N°27.424/17. Con datos reales de consumo, suministrados por la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica local y, mediante

---

<sup>1</sup> Hidráulica de pequeña escala, eólica, solar, biomasa.

herramientas informáticas apropiadas (software DIGSILENT), se simularán las condiciones actuales de funcionamiento de la red que serán tomadas como referencia para comparar con otros escenarios en los que se incluyan distintos niveles de incorporación de generación fotovoltaica.

El período de estudio comprenderá un año calendario, desde las 0:00 hs del 1/1/2019 hasta las 23:59 hs del 31/12/2019<sup>2</sup>, teniendo así en cuenta variaciones estacionales en el consumo y en la generación de energía. De esta manera será posible comparar y analizar el impacto que se genera en los parámetros técnicos, (tales como pérdidas técnicas, caída de tensión, sentido de flujo de potencia, etc.) y ambientales (tales como reducción de emisiones de GEI). Se tendrán en cuenta los objetivos y lineamientos de la mencionada Ley y reglamentaciones locales.

### **Justificación del problema**

Para el desarrollo del presente trabajo se elegirá una zona residencial<sup>3</sup> de la ciudad de Mar del Plata debido a dos cuestiones principales: a) la gran mayoría de los usuarios de la red de distribución en estas zonas tienen un hábito de consumo similar; b) las características constructivas de las viviendas en este tipo de zonas hacen que sea factible la instalación de paneles solares, ya sea en los techos de las casas o en espacios libres como patios.

La incorporación de generación distribuida con capacidad de inyectar energía excedente a la red de distribución inevitablemente generará cambios en el comportamiento del sistema eléctrico. Esto se debe a que estas redes han sido diseñadas para un esquema de funcionamiento radial, es decir, con un solo punto de inyección de potencia y, debido a la incorporación de GD, ven modificados sus flujos de corrientes, parámetros técnicos de la red y parámetros ambientales pertinentes.

Los cambios debidos a la incorporación de GD fotovoltaica sobre la red de distribución y sobre el sistema eléctrico en su conjunto dependen de múltiples variables, a saber: características técnicas de las placas solares, ubicación geográfica de la instalación, perfil de producción, características eléctricas y topológicas de la red, tipo y perfil de la carga abastecida, entre otras.

El presente trabajo se desarrollará en el marco de la Ley N°27.424, la cual en su Artículo 2° considera 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 [...] 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.” [3].

Para evaluar si las consecuencias de la integración de la GD con sistema on-grid cumplen con los objetivos mencionados en la Ley se simulará el comportamiento de la red por medio de un software dedicado, a lo largo de un año calendario (2019) para, de esta manera, incluir el factor de estacionalidad<sup>4</sup>. La utilización de esta metodología se basa en la modelación de cada

<sup>2</sup> Cabe aclarar que el año de estudio es el 2019 debido a que el 2020 y 2021 fueron años atípicos en cuanto al consumo de energía eléctrica a causa de la pandemia del COVID-19.

<sup>3</sup> Zona de baja-media densidad poblacional.

<sup>4</sup> El consumo por parte de los usuarios y la generación de los paneles solares varía según la época del año.

componente físico de la red eléctrica en el entorno del programa, incluyendo datos técnicos y estadísticos que describen el comportamiento de las distintas variables. De esta manera, será posible evaluar la conducta de parámetros y variables de interés en diversos escenarios de carga/generación y analizar si cumplen con los objetivos especificados en la Ley N°27.424.

Los parámetros y variables de interés serán: energía de pérdidas [kWh], niveles de tensión [V; p.u.], reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [ $tCO_{2(eq)}^5$ ], energía consumida, generada e inyectada [kWh], entre otros.

### **Objetivo general**

Analizar, mediante un software de simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), los cambios producidos en el comportamiento de la red eléctrica de MT y BT de una zona residencial de la ciudad de Mar del Plata debido a la incorporación de generación distribuida de origen fotovoltaico en el marco de la Ley N°27.424 y reglamentaciones locales.

### **Objetivos específicos**

- 1) Determinación de los parámetros de funcionamiento y el estado de carga actual de la red de distribución para establecerlo como base de comparación.
- 2) Determinación de la energía generada por los sistemas fotovoltaicos<sup>6</sup> en relación a la ubicación territorial de emplazamiento, características técnicas de los paneles, características edilicias de las viviendas y requerimiento energético de las mismas, a lo largo del período de un año calendario: 2019.
- 3) Simulación de distintos escenarios que incorporen GD para autoconsumo e inyección de energía excedente a la red y evaluación de los cambios producidos en el comportamiento de los parámetros eléctricos y ambientales, durante el período de estudio.
- 4) Análisis del cumplimiento de los objetivos de mejora y eficiencia enunciados en la Ley N°27.424 y sus reglamentaciones, por la incorporación de GD.

---

<sup>5</sup> Las toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> o huella de carbono es una unidad de medida que calcula la emisión de todos los gases de efecto invernadero. La masa de los gases emitidos se mide por su equivalencia en CO<sub>2</sub> para generar efecto invernadero.

<sup>6</sup> Instalación fotovoltaica compuesta por uno o más paneles solares.

## 1. Estado del arte

El tema de la generación distribuida (GD) en nuestro país ha ganado terreno en los últimos años gracias a leyes que promueven su implementación. Lo mismo ocurre a nivel internacional, donde se han estado realizando estudios acerca de las ventajas y desventajas de la GD. Por ejemplo, en [5] se presenta el impacto causado por la incorporación de sistemas fotovoltaicos de 0,1MW, 1MW y 10MW en la red de distribución de media tensión (22kV) en Ecuador. El análisis se realizó para el periodo de 24 horas del día de máxima carga del año. Se utilizó el software DIgSILENT Power Factory con el propósito de digitalizar el alimentador y determinar las condiciones iniciales: perfil de tensión, carga de líneas, pérdidas técnicas de energía y el aporte de la corriente de cortocircuito. Luego, los autores simularon distintos escenarios que cubren diferentes puntos de ubicación y niveles de generación fotovoltaica. Se concluyen en este trabajo, que existen mejoras en los perfiles de tensión hasta cierto nivel de penetración: ante un exceso de ésta, el nivel de tensión en ciertos nodos de la red puede incrementarse más allá de los valores permitidos por la normativa local. Además, los autores observaron que, en ciertos escenarios sin carga en el sistema, las pérdidas eléctricas aumentan por sobre la condición de referencia. Debido a que sólo se analizan 24hs, es difícil proyectar las pérdidas en el sistema de distribución.

El informe presentado en [6] se trata de un análisis sobre el impacto en las pérdidas de la red de distribución causado por la GD, realizado bajo la normativa local en las regiones españolas de Murcia, Madrid y Vizcaya. Se utilizaron modelos detallados de las redes y valores de demanda real de energía durante un año calendario en el transcurso del 2014. Se proponen escenarios con variantes de mayor y menor concentración espacial: desde un desarrollo perfectamente homogéneo, hasta otro más concentrado en ciertas zonas. Los resultados muestran que, si el nivel de energía producida es bajo (por lo que el excedente que se aporta a la red es también mínimo), se logra una reducción en las pérdidas eléctricas. Pero cuando es mayor el excedente inyectado en la red debido a una mayor generación de energía, las pérdidas se reducen en escenarios de penetración moderada, pero aumentan en escenarios de mayor penetración y concentración. Algo similar ocurre con los niveles de tensión, ya que, en escenarios de poca energía excedente, no se observan inconvenientes; sin embargo, para los casos de excedentes mayores se detectan sobretensiones tanto en media tensión como en baja tensión. Este problema se ve agravado a medida que aumenta el nivel de penetración. De esta manera se estaría comprometiendo la eficiencia del sistema de distribución.

En [7] se analiza cómo se modifican las pérdidas eléctricas a causa de la inyección de generación distribuida proveniente de diferentes fuentes como la eólica, fotovoltaica, celdas de combustibles y bombas de calor. 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 realizando un flujo de carga a cada hora durante un año, teniendo en cuenta la demanda y la producción de energía en forma simultánea. En el trabajo se demuestra que las pérdidas no siempre se reducen. Esto depende del nivel de penetración de la GD, la configuración de la red y ubicación de las fuentes de energía renovables, resultando que cuando las unidades de GD están más dispersas a lo largo de los alimentadores de la red, se puede esperar que la reducción de las pérdidas sea más alta. También se llega a la conclusión

que la energía eólica es la que menos contribuye 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.

A nivel nacional, también se han realizado investigaciones. Por ejemplo, en [8] 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. Así es posible comparar la producción real de energía 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, con el objetivo de simular 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.

Como se desprende de las publicaciones citadas, evaluar la variación en los parámetros técnicos de una red de distribución debido a la incorporación de GD depende de cuestiones tales como: las normativas vigentes y los límites impuestos por estas; las características físicas y topológicas de la red; las características técnicas del sistema de generación fotovoltaico, su penetración y distribución; de la demanda; entre otras cosas. 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, como, por ejemplo, las que se enuncia en el Artículo 2° de la Ley N°27.424 antes mencionadas.

## 2. Materiales y métodos

### 2.1 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” [2], la cual fomenta la incorporación de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables únicamente por parte de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista<sup>7</sup> (MEM), grandes consumidores e industrias<sup>8</sup>, en forma centralizada. Sin embargo, para aprovechar 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 de transmisión y 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” [3].

En el Artículo 3° de la mencionada 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.” [3].

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

<sup>7</sup> Generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios.

<sup>8</sup> Con una demanda de potencia mayor o igual a 300kW.

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.” [3].

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) sustentado por la Ley provincial 14.838, que en su Artículo 1° establece:

*“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 baja 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 [9].

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

Al respecto, al momento de la elaboración del presente informe, solamente la Honorable Cámara de Diputados de la provincia de Buenos Aires ha dado media sanción a la adhesión parcial a la Ley Nacional N°27.424, que establece el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública”, durante la sesión del 13 de mayo del 2021. De ser aprobada por el Senado Provincial, daría un marco regulatorio a la incorporación de los Prosumidores en el ámbito provincial.

## 2.2 Esquemas de tarificación

Si bien no es el objetivo de este trabajo realizar un análisis económico sobre la amortización de la instalación fotovoltaica, es de interés conocer cuáles son los sistemas de comercialización (o esquemas de tarificación) de energía utilizados. Los tres esquemas de tarificación más utilizados son los que se describen a continuación:

**Net Metering (Sistema de Medición Neta):** este esquema de tarificación consiste en medir la diferencia (en kWh) entre la energía consumida desde la red por parte del usuario-generador y la energía inyectada a la red, proveniente de la generación fotovoltaica. Al valor mencionado en kWh se lo multiplica por el precio de la energía, que será calculado de acuerdo con el cuadro tarifario vigente aprobado por el Organismo de Control local. Con el objetivo de medir la diferencia de energías, es necesario que el usuario-generador cuente con un medidor bidireccional en su instalación, tal como se aprecia en la Figura 2.3.1.1.

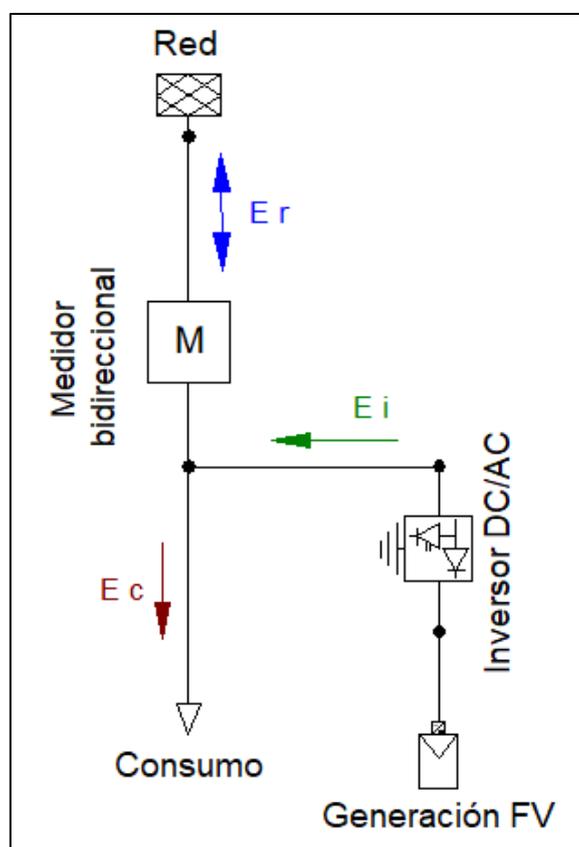


Figura 2.3.1.1 – Esquema de conexión para el sistema de tarificación Net Metering. Fuente: elaboración propia.

### Referencias:

- $E_c$ : es la energía consumida por el usuario.
- $E_i$ : es la energía generada por el sistema FV.
- $E_r$ : es la energía de intercambio con la red. Esta puede estar siendo demandada de la red o inyectada a la misma.

Cumplíéndose que  $E_r = E_c - E_i$  se verifica que cuando  $E_i < E_c$ ,  $E_r$  es positiva, es decir, el usuario toma energía de la red. Sin embargo, cuando  $E_i > E_c$ ,  $E_r$  es negativa, es decir, el sistema FV inyecta energía a la red.

**Net Billing (Sistema de Facturación Neta):** este esquema se diferencia del anterior ya que consiste en medir la energía (en kWh) consumida desde la red por parte del usuario-generador en forma independiente de la energía generada por el sistema fotovoltaico e inyectada a la red. La empresa distribuidora emitirá una factura al usuario-generador teniendo en cuenta la energía consumida por este último. El monto de tal energía consumida será calculado de acuerdo con el cuadro tarifario vigente aprobado por el Organismo de Control local. Por otro lado, en dicha factura deberá estar indicado el volumen de la energía inyectada a la red proveniente del sistema fotovoltaico. El precio de tal energía será el precio al que la empresa distribuidora compra la energía al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). De esta manera, será necesario que la instalación cuente con un medidor bidireccional capaz de informar el volumen de energía consumida independientemente del volumen de energía inyectada. O bien, la instalación deberá contar con dos medidores unidireccionales: uno que mida únicamente la energía que la red entrega al usuario, y otro que mida la energía que el usuario inyecta en la red (Figura 2.3.1.2).

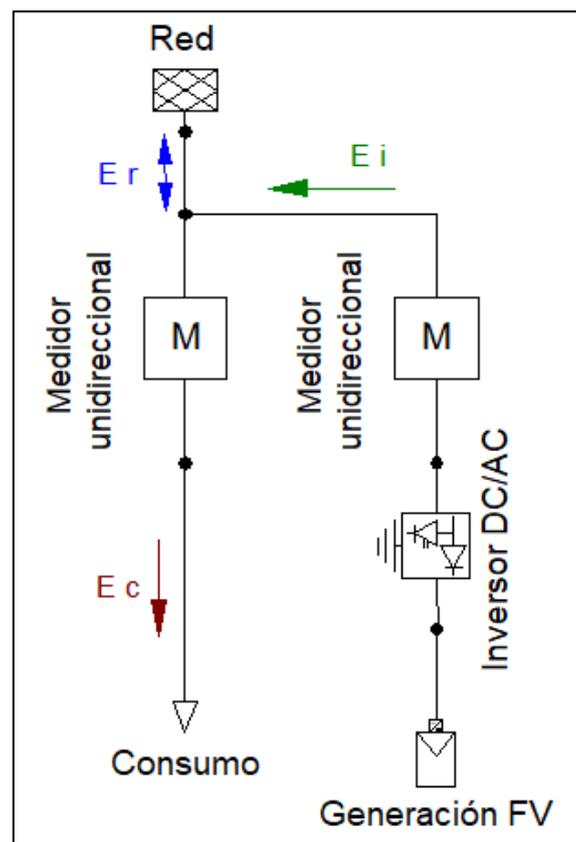


Figura 2.3.1.2 – Esquema de conexión para el sistema de facturación Net Billing. Fuente: elaboración propia.

**Feed-in-tariff (tarifa de incentivo):** la principal desventaja del Sistema de Facturación Neta es que el precio de la energía inyectada a la red es menor al de la energía consumida. Así, la inversión en el sistema fotovoltaico se recupera en un período de tiempo extenso o, peor aún, es posible que no se recupere a lo largo de la vida útil de los paneles. El esquema de facturación con tarifa de incentivo viene a mitigar este inconveniente ya que consiste en fijar un monto mínimo para la energía generada e inyectada a la red; como toda política que establece el precio mínimo de un bien o servicio por encima del precio de mercado, se busca lograr el beneficio de un sector o actividad que, en este caso, se trata de la industria de generación distribuida.

Para asegurar la eficacia de este sistema de tarifación se debe hacer un seguimiento constante de ciertos parámetros del mercado, tales como la evolución de los costos de instalación y de las diferentes tecnologías, los cambios en el cuadro tarifario aplicable, etc. lo que deriva en una revisión periódica del monto de la tarifa incentivo por energía renovable generada. [10].

**Encuadre tarifario Ley N°27.424:** 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.

“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.” [3]

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 más relevantes.

“ARTÍCULO 21.- Para el cumplimiento de su objeto, el FODIS<sup>9</sup> 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.”

---

<sup>9</sup> Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida de Energías Renovables.

“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].

### **2.3 Resumen del procedimiento para el desarrollo del trabajo**

A continuación, se detallará brevemente el procedimiento realizado para cumplir con cada uno de los Objetivos específicos planteados en el apartado correspondiente. Se enunciará de dónde se recolectaron los datos, cómo se seleccionaron y cómo fueron procesados.

Se hace saber 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 datos técnicos y topológicos de la red de distribución. Tales datos fueron facilitados con el objetivo de contribuir con valores reales al presente proyecto, siendo el uso de este estrictamente académico.

#### **2.3.1 Objetivo específico 1**

*Determinación de los parámetros de funcionamiento y el estado de carga actual de la red de distribución para establecerlo como base de comparación.*

En primera instancia, mediante la observación de Planos Catastrales del Partido de Gral. Pueyrredón<sup>10</sup>, y con la asistencia de la plataforma geográfica Google Earth, se seleccionaron las posibles zonas residenciales en la ciudad de Mar del Plata para desarrollar el presente trabajo. Las áreas son del tipo residencial ya que estas 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 los techos o en los patios.

Paralelamente, analizando los planos brindados por la Empresa Distribuidora y dentro de las zonas residenciales consideradas aptas para el estudio, se seleccionó un distribuidor que alimente en BT al menos un 95% de usuarios residenciales<sup>11</sup>. Esto se verificó analizando la información tarifaria brindada también por la Empresa Distribuidora.

Posteriormente se modeló el distribuidor en un software dedicado a la simulación de sistemas eléctricos de potencia (ver apartado 2.4 Software de simulación). Se incluyeron elementos tales como el distribuidor primario (líneas de MT), red de distribución secundaria (líneas de BT),

<sup>10</sup> Planos que indican el Uso de Suelo permitido.

<sup>11</sup> En general, los usuarios de una red eléctrica se clasifican en tres categorías según cómo es su característica de consumo: residenciales, comerciales, industriales.

elementos de maniobra, transformadores MT/BT, acometidas a los usuarios, usuarios de BT. Los datos técnicos, tales como parámetros eléctricos de transformadores, impedancias y longitud de las líneas, niveles de tensión, identificación de cada usuario de BT, fase de conexión de cada usuario, etc. se extrajeron de la base de datos brindada por la empresa distribuidora.

Para determinar las curvas diarias de consumo características de cada usuario se consideró el consumo de energía [kWh] bimestral<sup>12</sup> de cada uno de ellos, para el año calendario de análisis, 2019. Además, se determinó en forma estadística la curva de carga diaria normalizada<sup>13</sup> que representa el hábito de consumo del tipo de usuario residencial, teniendo en cuenta las variaciones estacionales a lo largo de año y el tipo de día: hábil, sábado o domingo/feriado. (Ver apartado 2.6.2 Obtención de la curva de demanda diaria de potencia para el procedimiento de obtención de la curva de carga).

Una vez modelado el distribuidor en el programa se ejecutó una simulación para conocer el comportamiento de la red en el estado planteado, es decir, el estado actual de la red o escenario base: sin generación distribuida (GD). La simulación comprendió el período de un año calendario (2019) para que sea posible analizar la variación del comportamiento de la red con la estacionalidad, ya que el consumo y la generación fotovoltaica son distintos en cada estación del año. De esta manera, los resultados obtenidos de la simulación se establecieron como base de comparación para distintos escenarios que incluyan GD. Las variables que se analizaron para el período indicado fueron:

- Energía de pérdidas por efecto Joule: totales, en las líneas de MT y en las de BT y en los transformadores [kWh].
- Energía consumida por los usuarios [kWh].
- Potencia pico demandada por los usuarios [kW] y el momento en el que se produce [dd/mm/aaaa hh:mm].
- Tensión máxima y mínima [V; p.u.] y el momento en el que se produce.
- Sentido del flujo de potencia.
- Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes<sup>14</sup> emitidas [tCO<sub>2(eq)</sub>].

### 2.3.2 Objetivo específico 2

*Determinación de la energía generada por los sistemas fotovoltaicos en relación a la ubicación territorial de emplazamiento, características técnicas de los paneles, características edilicias de las viviendas y requerimiento energético de las mismas, a lo largo del período de un año calendario: 2019.*

La potencia que es capaz de generar una instalación FV depende de varios parámetros. Por ejemplo, las características técnicas de los paneles a utilizar, a saber: eficiencia de la placa solar

---

<sup>12</sup> Es el período utilizado en la facturación del servicio.

<sup>13</sup> Valores de la curva en p.u. (por unidad): cada punto de la curva de demanda (W vs. tiempo) se divide por un valor tomado como valor base (en W).

<sup>14</sup> Las toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> o huella de carbono es una unidad de medida que calcula la emisión de todos los gases de efecto invernadero. La masa de los gases emitidos se mide por su equivalencia en CO<sub>2</sub> para generar efecto invernadero.

[%], potencia pico [Wp], tensión a circuito abierto [V], corriente en cortocircuito [A], dimensiones [mm]. Estos datos técnicos se obtuvieron de catálogos y/u hojas de datos de paneles solares provistos por fabricantes.

Otra información necesaria son los datos de irradiación solar [kWh/m<sup>2</sup>] en la zona geográfica bajo estudio. Es de interés contar con los datos de irradiación a lo largo de un día y para cada mes del año, para poder evaluar la estacionalidad de la generación FV. Estos datos fueron extraídos de registros pertenecientes a organismos oficiales reconocidos [11].

Por otra parte, mediante la inspección visual de imágenes satelitales de Google Earth, se determinó, para cada vivienda, la superficie disponible en la que sea posible instalar una cierta cantidad de paneles solares. Al mismo tiempo, se determinó la inclinación y la orientación respecto al norte (azimut<sup>15</sup>) de las placas, teniendo en cuenta las características constructivas del lugar de emplazamiento de cada panel.

Además, para acotar la cantidad de paneles FV a instalar en cada domicilio, también se tuvo en cuenta un criterio adoptado por instaladores locales que establece que la instalación FV genere a lo largo del año, como máximo, la misma cantidad de energía anual consumida por el usuario.

Una vez conocida la cantidad de paneles a instalar, la potencia pico de cada panel, la inclinación, el azimut y la irradiación solar en la zona de emplazamiento fue posible determinar las curvas de generación FV diaria para cada usuario-generador a lo largo del año calendario bajo estudio, es decir, que se tuvo en cuenta la variación estacional. Posteriormente se incorporaron al programa de simulación los sistemas FV con la curva de generación correspondientes a cada usuario-generador, siguiendo lo especificado en el apartado siguiente. (Ver apartado 2.7.4 para el procedimiento de obtención de la curva de generación FV).

### 2.3.3 Objetivo específico 3

*Simulación de los distintos escenarios que incorporen GD para autoconsumo e inyección de energía excedente a la red y evaluar los cambios producidos en el comportamiento de los parámetros eléctricos y ambientales, durante el período de estudio.*

Se definieron diversos escenarios posibles: en cada uno se decidió incorporar una cantidad diferente de paneles solares, definiendo así el porcentaje o grado de penetración de generación FV en la red de distribución. Una vez modelados en el software, se simuló cada escenario para el período de un año calendario (2019) con el objetivo de evaluar los cambios producidos en el comportamiento de la red en comparación con el escenario actual, teniendo en cuentas las variaciones estacionales. Las variables que se analizaron para el período indicado son:

- Energía de pérdidas por efecto Joule: totales, en las líneas de MT y en las de BT y en los transformadores [kWh].
- Energía consumida por los usuarios-generadores [kWh].

---

<sup>15</sup> El azimut es el ángulo que se emplea para determinar la orientación de algún objeto sobre la tierra tomando como referencia el norte. Al orientar los paneles hacia el norte, la radiación solar incide perpendicularmente a la superficie de la placa y, por tanto, se obtiene la máxima potencia.

- Potencia pico demandada por los usuarios-generadores [kW] y el momento en el que se produce [dd/mm/aaaa hh:mm].
- Energía generada por los usuarios-generadores [kWh];
- Potencia pico generada por los usuarios-generadores [kW] y el momento en el que se produce [dd/mm/aaaa hh:mm].
- Tensión máxima y mínima [V; p.u.] y el momento en el que se produce.
- Sentido del flujo de potencia.
- Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes emitidas [tCO<sub>2(eq)</sub>].

#### **2.3.4 Objetivo específico 4**

*Análisis del cumplimiento de los objetivos de mejora y eficiencia enunciados en la Ley N°27.424 y sus reglamentaciones, por la incorporación de GD.*

Con los resultados obtenidos para la simulación de cada escenario se realizaron cálculos, gráficos y comparaciones entre el comportamiento de la red en el estado actual y para los distintos grados de penetración FV, evaluando si se cumplen los objetivos de mejora y eficiencia de la red eléctrica establecidos en la Ley N°27.424 y sus reglamentaciones. Se buscó determinar si existe un grado de penetración FV óptimo o recomendable.

### **2.4 Software de simulación**

Para la modelación y simulación de la red eléctrica se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory 15.1. Este programa permite modelar en forma gráfica sistemas eléctricos de potencia (SEP) con una amplia variedad de elementos<sup>16</sup> los cuales, a su vez, tienen una gran variedad de parámetros que pueden ser configurados de forma tal de obtener una representación fiel del SEP a modelar [12]. En los siguientes apartados se describen los elementos básicos utilizados en el software para modelar la red eléctrica bajo estudio. A su vez, se enuncian las principales funcionalidades que el programa ofrece para la simulación del comportamiento del SEP.

#### **2.4.1 Modelado de la red**

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 Figura 2.4.1.1, en la que se muestra un esquema simplificado de un SEP. En los capítulos 2.5, 2.6 y 2.7 se ahondará en mayor detalle sobre los parámetros internos de cada uno de estos elementos.

---

<sup>16</sup> También denominados *objetos gráficos*.

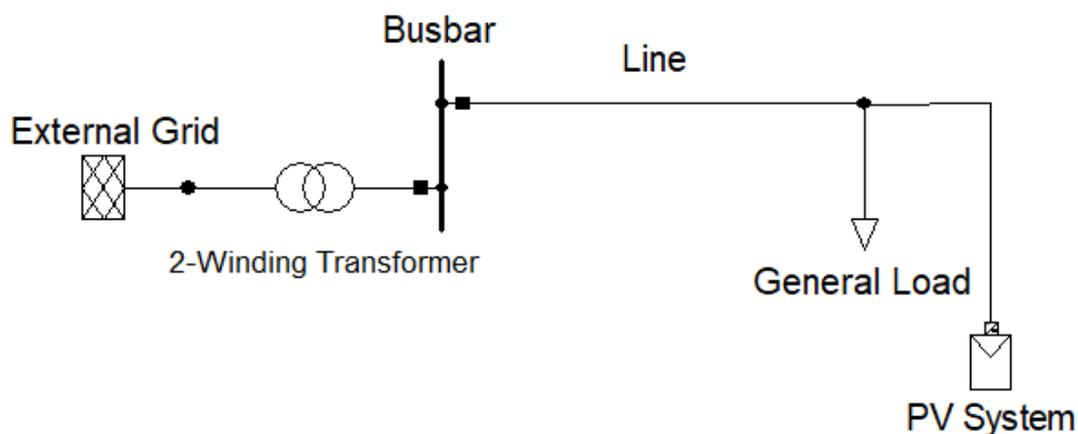


Figura 2.4.1.1 – Elementos gráficos utilizados para modelar la red en el software DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.

El programa también permite incorporar una imagen de fondo (*Background*). Se utilizó esta función para poder modelar la red sobre una imagen real del área residencial obtenida de Google Maps. Es decir, que no se realizó un esquema unifilar<sup>17</sup> de la red, sino una representación topológica<sup>18</sup> de la misma 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 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, armónicos 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.

#### 2.4.2 Flujo de carga (*Load Flow*)

Analiza el comportamiento de la red para un estado de carga y generación que se dan en un momento específico (fecha y hora) establecido previamente. Es posible obtener datos y gráficos 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 Figura 2.4.2.1 se observa la ventana de comandos para configurar la ejecución del flujo de carga.

<sup>17</sup> Es la representación esquemática de un circuito, en el que todos los conductores son representados con una sola línea, y no se tienen en cuenta las distancias reales entre elementos.

<sup>18</sup> En esta representación se respetan las distancias y longitudes reales que existen entre los distintos elementos que componen la red.

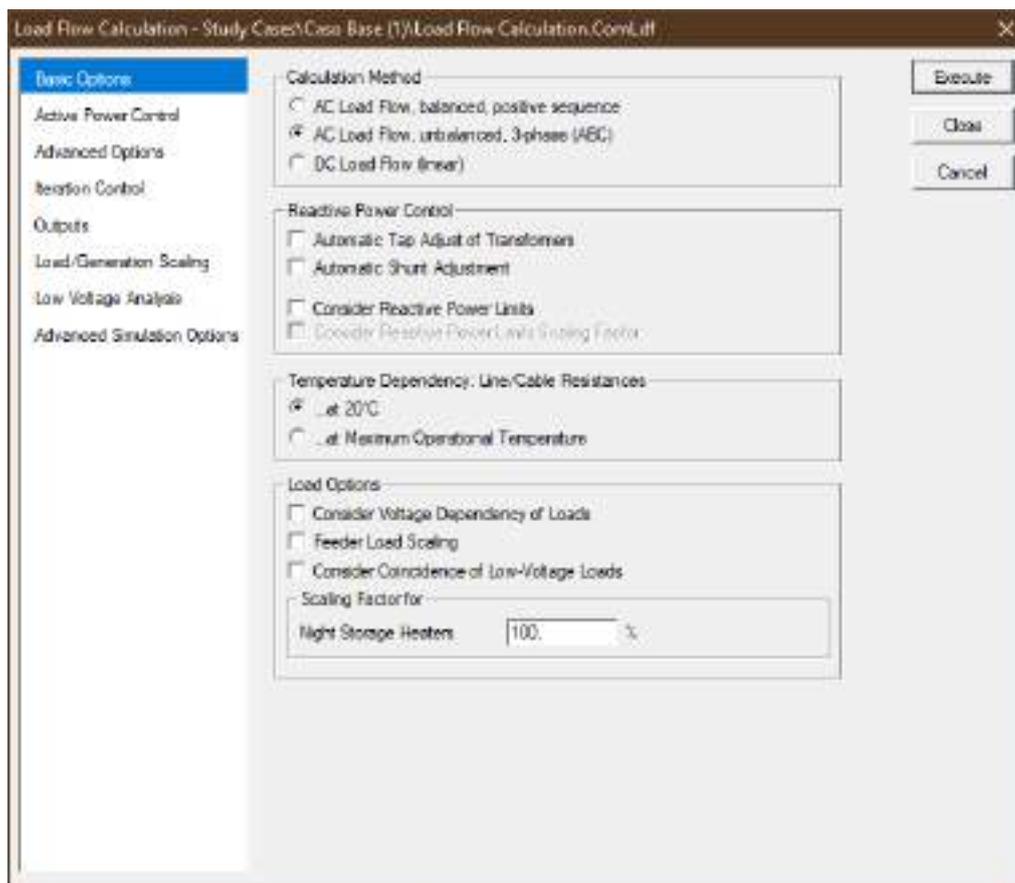


Figura 2.4.2.1 – Ventana de comandos para la ejecución de un flujo de carga. Fuente: elaboración propia.

### 2.4.3 Simulación cuasi dinámica (*Quasi-dynamic Simulation*)

Analiza el comportamiento de la red durante un período de tiempo preestablecido (Figura 2.4.3.1). Se podría afirmar que es una sucesión de flujos de carga a lo largo del intervalo seleccionado. De esta manera es posible estudiar y graficar en función del tiempo variables 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.

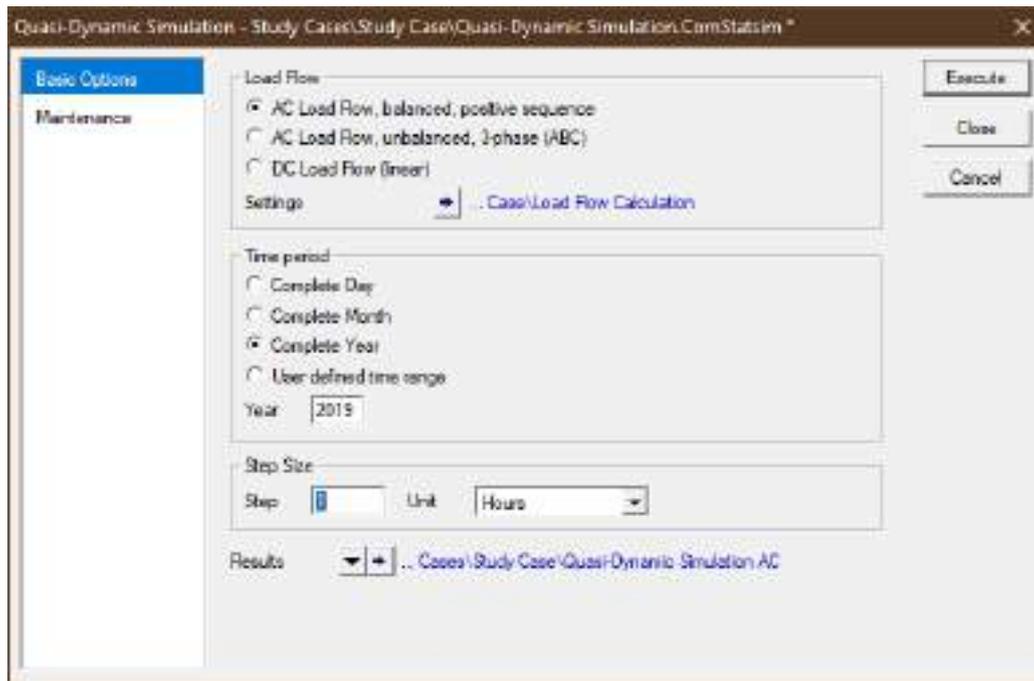


Figura 2.4.3.1 – Ventana de comandos para la ejecución de una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

Por último, una poderosa herramienta que ofrece el programa es la escritura de *scripts*. Son archivos de programación<sup>19</sup> que, al ejecutarlos, son capaces de realizar una serie de comandos en muy poco tiempo. Si bien la programación de cada *script* requiere de tiempo, este es despreciable frente al tiempo que requeriría realizar la serie de comandos en forma manual, por lo tanto, se trata de una herramienta de suma importancia. En la Figura 2.4.3.2 se aprecia la ventana en la cual se escriben las líneas de comando de un script utilizado para el desarrollo del trabajo (Ver Anexo I – Scripts).

<sup>19</sup> El lenguaje de programación que se utiliza es DPL (DIgSILENT Programming Language).

```

DPI Command - Script:08_Carga_FV_conSELEC.ComDpi
Basic Options
Advanced Options
Script
Description
Version

Program test
!Definición variables
int error, row, max_row, bool_1, bool_2, const1, const2, sheet, sheets;
!double
string usu_name, s_aux, FV_nameDG, SE_nameDG, SE_nameEN;
object library, cha_obj, FV_obj, cha_ref, cha_ref_po, obj_aux, SE;
set cha_set, FV_seléc, FV_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();
else
    error=xlOpenWorkbook(Path);
    if(error)
        printf("No abre el archivo");
        exit();
    else
        !Obtiene la cantidad de hojas del archivo
        sheets=xlGetWorksheetCount();

        !Toma de a un panel de los que fueron seleccionados
        FV_seléc=SEL.All();
    end
end
    
```

Figura 2.4.3.2 – Líneas de comando de un script. Fuente: elaboración propia.

## 2.5 Modelado de la red

A continuación, se describen las consideraciones tenidas en cuenta y el procedimiento llevado a cabo para decidir el área estudiada y el distribuidor digitalizado. Además, se explicita con detalle cómo fueron modelados en el entorno de DIGSILENT todos los elementos gráficos que componen la red de distribución bajo estudio (distribuidor en MT, transformadores reductores, distribución secundaria en BT, acometidas y Feeders), y cuáles son sus datos técnicos más importantes cargados en el programa. Los usuarios y sistemas FV se desarrollan con mayor detalle en los capítulos siguientes.

### 2.5.1 Área residencial bajo estudio

En primera instancia, mediante inspección de Planos Catastrales del Partido de Gral. Pueyrredón (Figura 2.5.1.1), y con la asistencia de la plataforma geográfica Google Earth, se seleccionaron las posibles zonas residenciales en la ciudad de Mar del Plata para desarrollar el presente trabajo. Las áreas son del tipo residencial ya que estas cumplen con el requisito de ser zonas con media-baja densidad poblacional y con viviendas cuyas características constructivas permitan la instalación de sistemas fotovoltaicos en la gran mayoría de las unidades habitacionales.

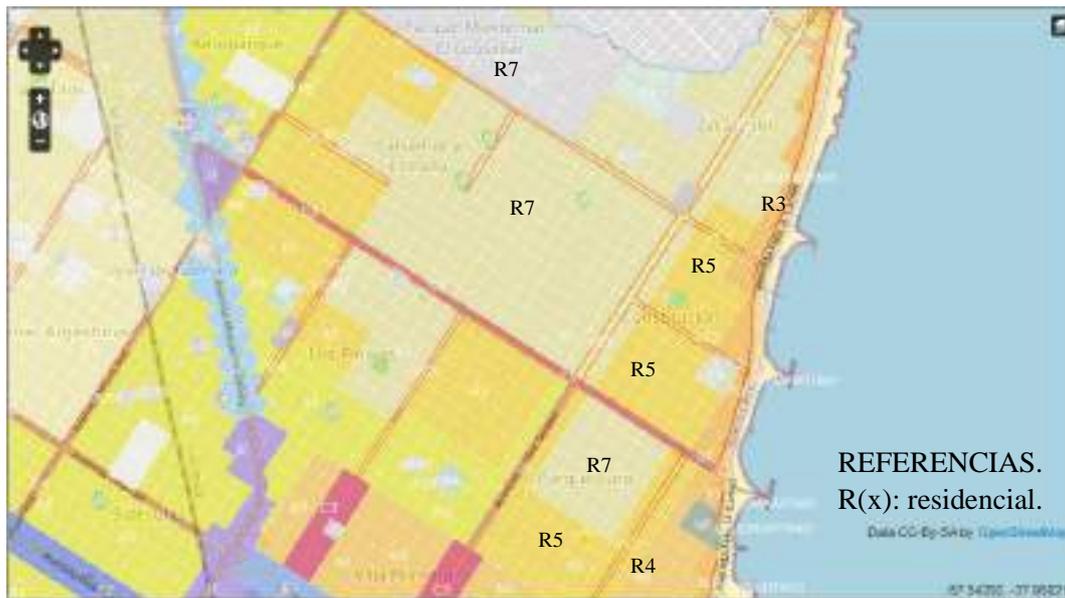


Figura 2.5.1.1 – Plano de ordenamiento territorial del partido de Gral. Pueyrredón. Fuente: [13].

Paralelamente, analizando los planos brindados por la Empresa Distribuidora y dentro de las zonas residenciales consideradas aptas para el estudio, se seleccionó un distribuidor<sup>20</sup> 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 la energía eléctrica del tipo *usuario 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 “Don Bosco y French”, el cual parte del Centro de Distribución<sup>21</sup> denominado CD Beruti. Este último se encuentra ubicado en la esquina este de la intersección de las calles Av. J. H. Jara y French (37° 58’ 30.5” S; 57° 33’ 40” E) y es alimentado por la Estación Transformadora “ET Jara 132/13,2kV”, ubicada en Av. Colón y Av. Jara. El tendido aéreo del distribuidor Don Bosco y French se desarrolla, en primera instancia, hacia el noreste de la ciudad, principalmente paralelo a la calle Italia (continuación de Pasteur); luego, hacia el noroeste, paralelo a la Av. J. M. Estrada.

Con el apoyo de herramientas gráficas de Google Earth, el área abastecida por el distribuidor en cuestión se puede apreciar en la Figura 2.5.1.2. En la misma se señaló la ubicación de cada una de las 16 subestaciones<sup>22</sup> del distribuidor. El área comprende parte de los barrios Parque Luro, Constitución, Zacagnini, Estrada y El Grosellar que, como se aprecia en la Figura 2.5.1.1, se trata mayormente de zonas residenciales.

<sup>20</sup> Línea eléctrica que parte de una Centro de Distribución y alimenta subestaciones a lo largo de su recorrido.

<sup>21</sup> Edificación que alberga las instalaciones de maniobra, medición, comunicaciones y control del sistema primario de la red para abastecer de energía una determinada área urbana.

<sup>22</sup> Transformador de reducción del nivel de tensión primaria a tensión de utilización domiciliaria.

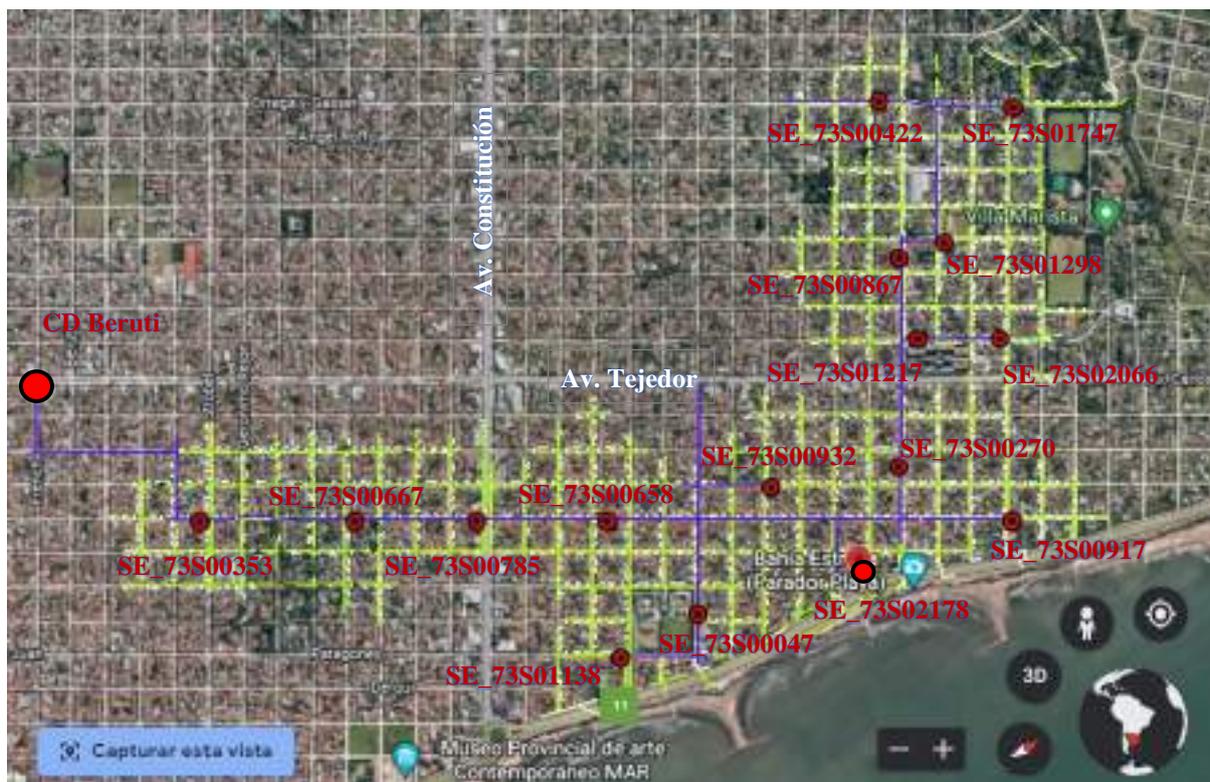


Figura 2.5.1.2 - Área abastecida por el distribuidor Don Bosco y French, Centro de Distribución Beruti y Subestaciones. Fuente: elaboración propia.

### 2.5.2 Red de MT

Una vez definida la zona residencial y el distribuidor bajo estudio se procedió a modelar la red en el software de simulación. El CD se representó con una barra de 13,2V posicionada en la ubicación geográfica correspondiente al CD Beruti. El distribuidor se digitalizó respetando su recorrido real con el objeto de incorporar datos de longitudes y lugares de ubicación 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. Cabe aclarar que la longitud de las líneas no es la graficada, sino que esta es un parámetro que se ingresa como dato en el software. Además, la barra en cuestión es alimentada desde la Estación transformadora ET Jara que posee dos transformadores de 132/13,2 kV y 44MVA de potencia cada uno. Por tal motivo fue necesario definir una red externa (*External Grid*) que represente la potencia de la red en dicho punto. Como se aprecia en la casilla *Active Power* en la Figura 2.5.2.1, la potencia de la red en el CD Beruti es de 44MVA con una potencia de cortocircuito de 259MVA.

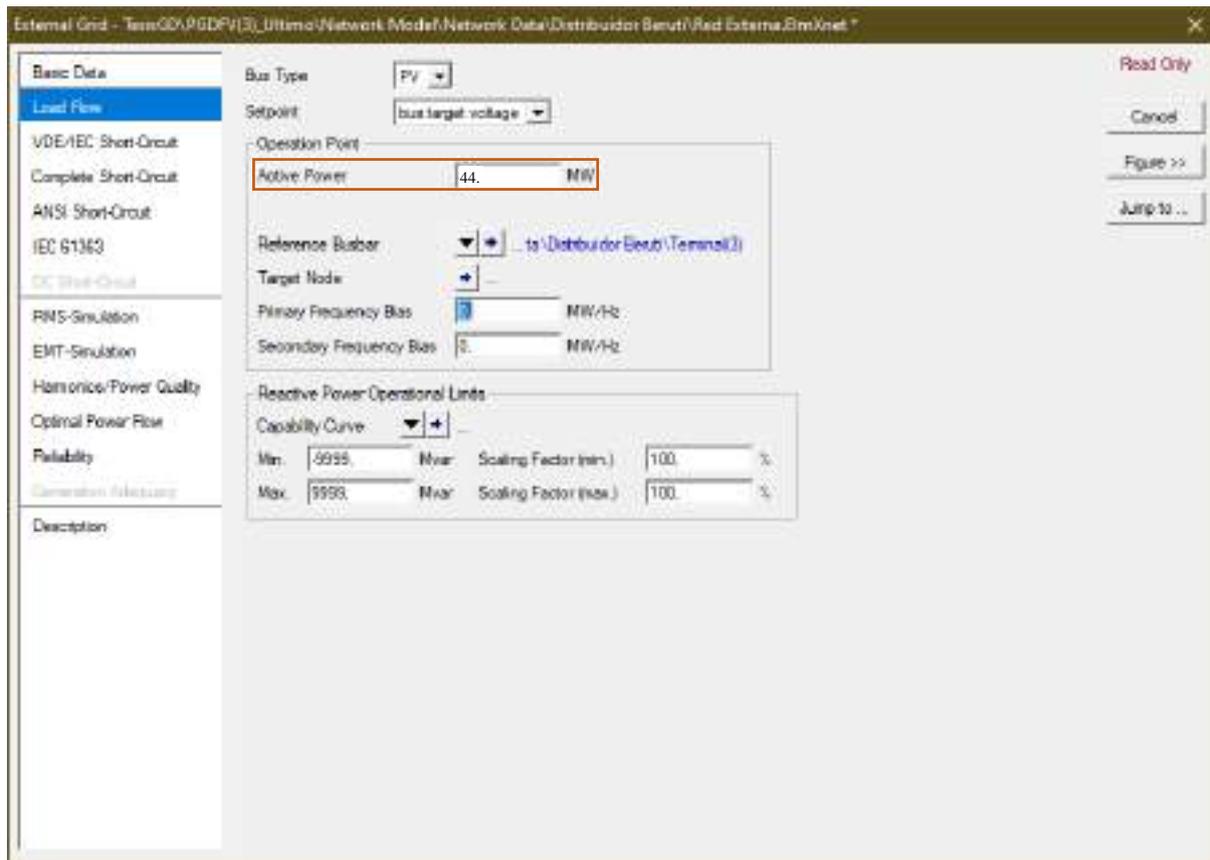


Figura 2.5.2.1 – Ventana de configuración del elemento gráfico External Grid. Fuente: elaboración propia.

Seguidamente, se colocaron las 16 subestaciones en la ubicación topológica correspondiente y las mismas se conectaron con líneas (*Lines*) de MT. Para modelar estas líneas con datos reales se utilizó la información brindada por la Empresa Distribuidora, de donde es posible conocer la disposición geométrica del tendido, la longitud y el tipo de conductor. Las características 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 (ver Figura 2.5.2.2). 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 es necesario configurar al elemento *Line* para que sea del tipo *Tower Type*, cuya configuración se detallará a continuación. Como se aprecia en la Figura 2.5.2.3, el tendido de la red de MT del distribuidor tiene configuración coplanar horizontal. En la mencionada figura se indica cómo se establecieron las coordenadas geométricas del tendido ubicado a 9m del suelo, y cuyo conductor *External Grid* se encuentra a 1,12m del conductor a su derecha, y a 0,50m del conductor a su izquierda.

Finalmente, en las Figura 2.5.2.4 y Figura 2.5.2.5 se aprecia cómo fue configurado el tipo de conductor de la línea. Se observa que son necesarios los datos de tensión y corriente nominales extraídos del catálogo del fabricante del conductor, y parámetros, tales como resistencia por

unidad de longitud [ $\Omega/\text{km}$ ], radio medio geométrico (GMR) [mm], temperatura máxima de operación [ $^{\circ}\text{C}$ ], material del conductor. Para el caso particular del ejemplo, se trata de un conductor de cobre de  $3 \times 50 \text{mm}^2$ , con tensión y corriente nominal de 13,2V y 225A, respectivamente.

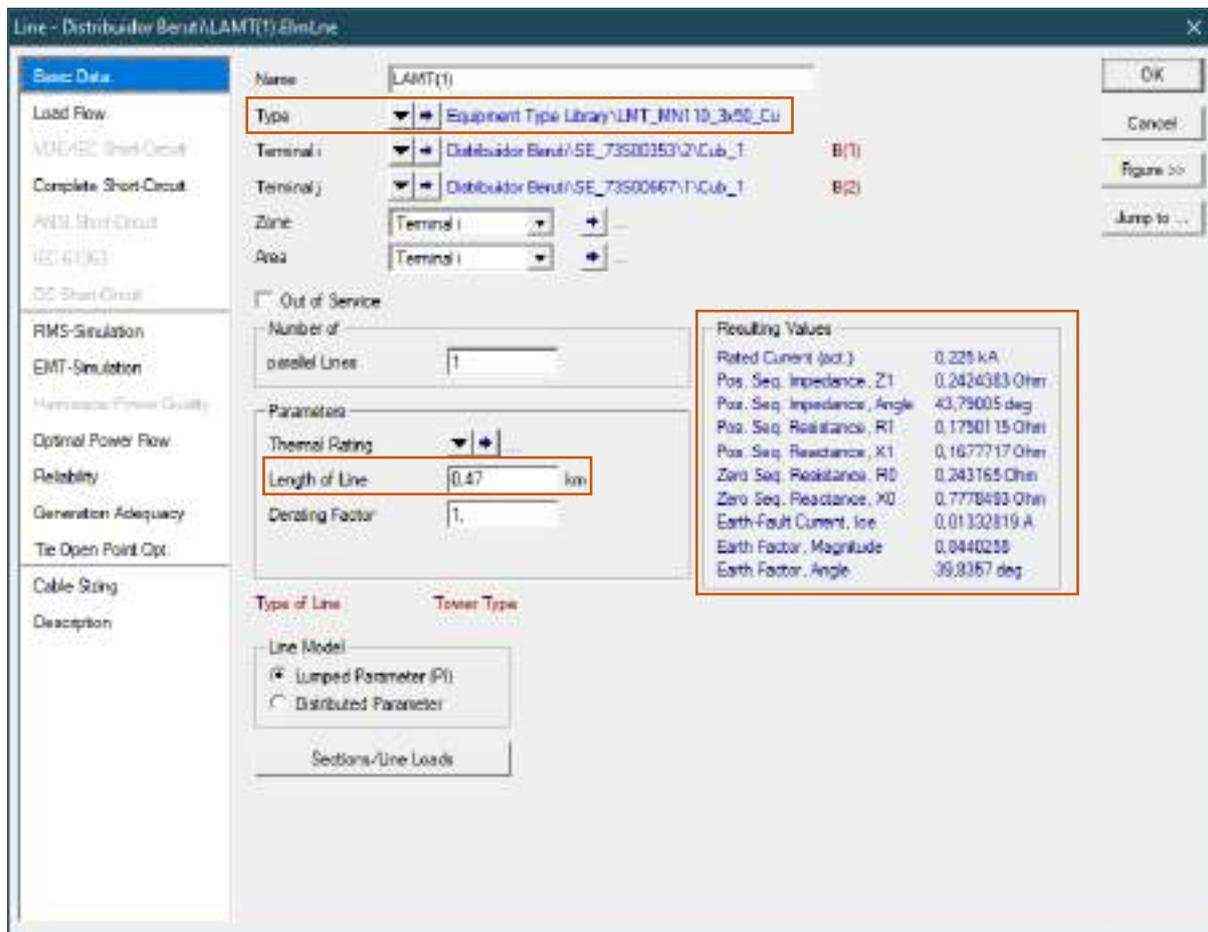


Figura 2.5.2.2 – Ventana de configuración del elemento Line. Fuente: elaboración propia.

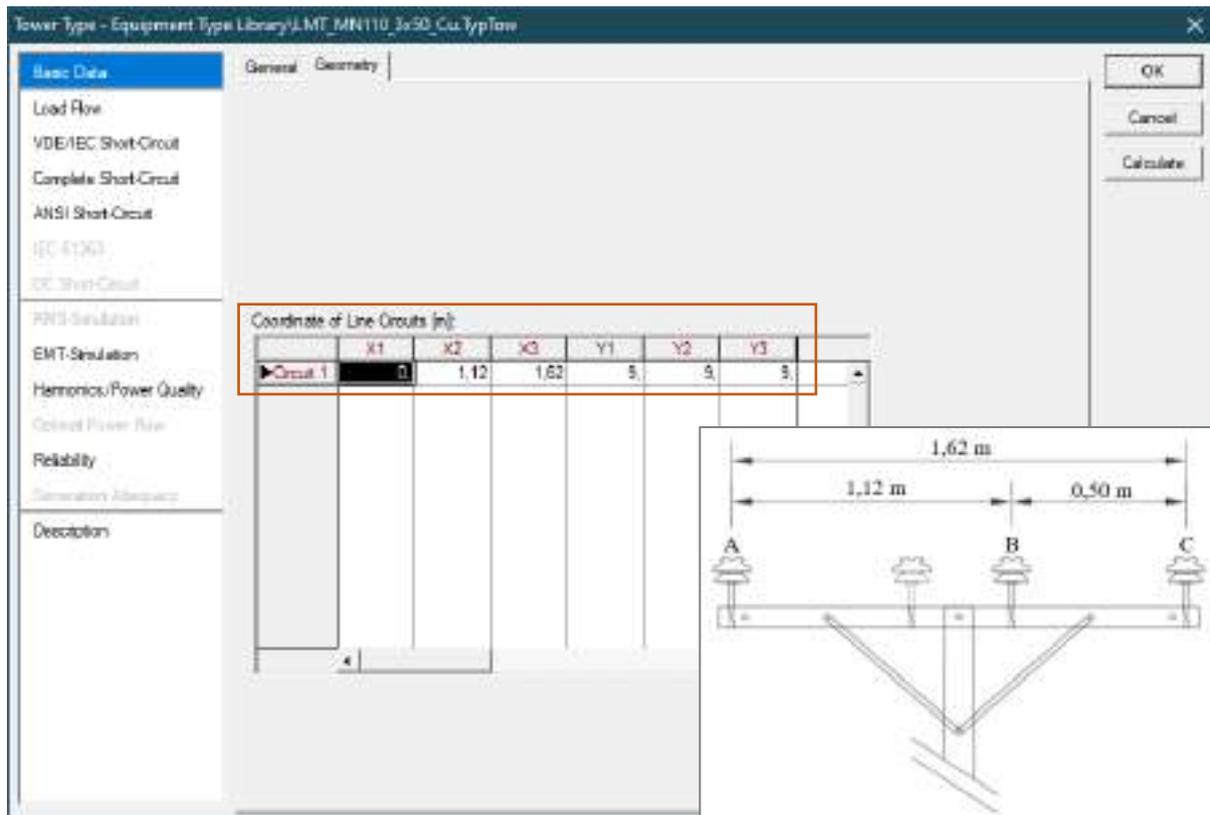


Figura 2.5.2.3 - Ventana de configuración del tipo de tendido Tower Type; pestaña Geometry. Fuente: elaboración propia.

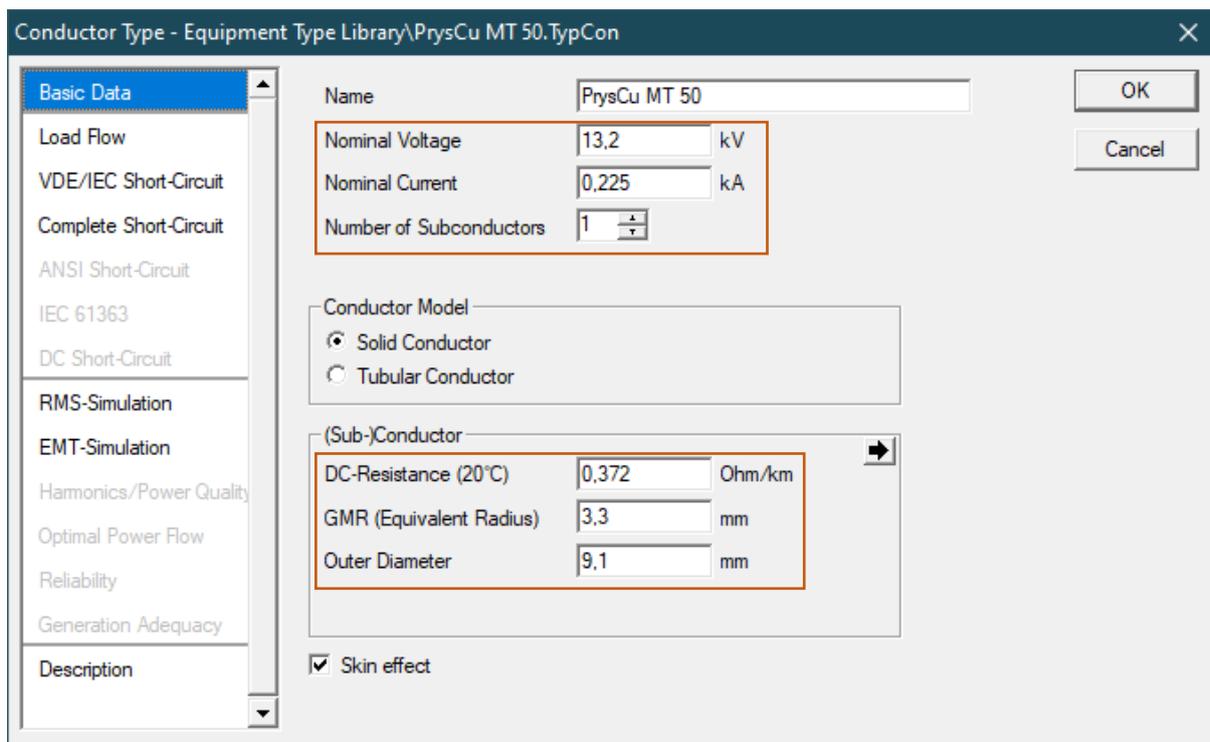


Figura 2.5.2.4 - Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.

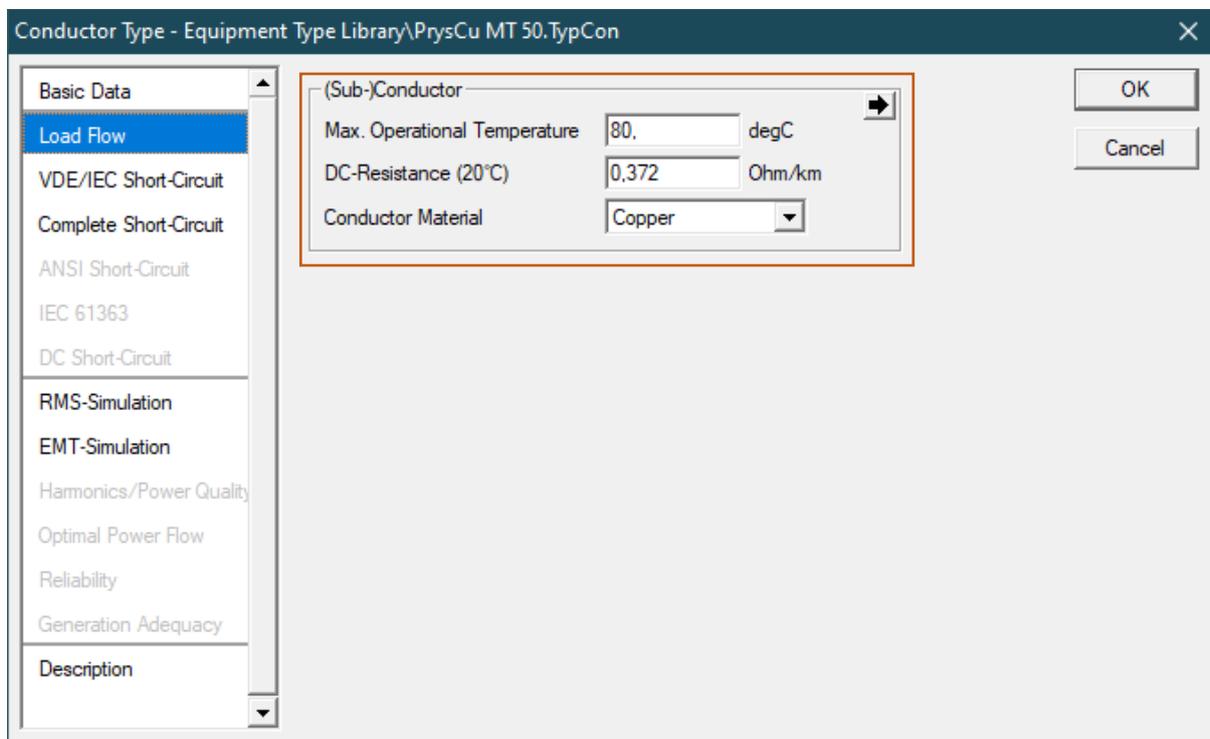


Figura 2.5.2.5 - Ventana de configuración del tipo de conductor; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.

Una vez realizados estos pasos para cada uno de los tramos de la red de MT, esta queda modelada en DIgSILENT. La siguiente Figura 2.5.2.6 muestra la representación gráfica del distribuidor en el entorno del programa, superpuesta a una imagen satelital de la zona. Los puntos blancos son las subestaciones. Cabe aclarar, que la red externa se dibujó alejada del Centro de Distribución por una cuestión de claridad en el diagrama, sin embargo, la longitud del cable que une la red externa con la barra es de sólo 10m.

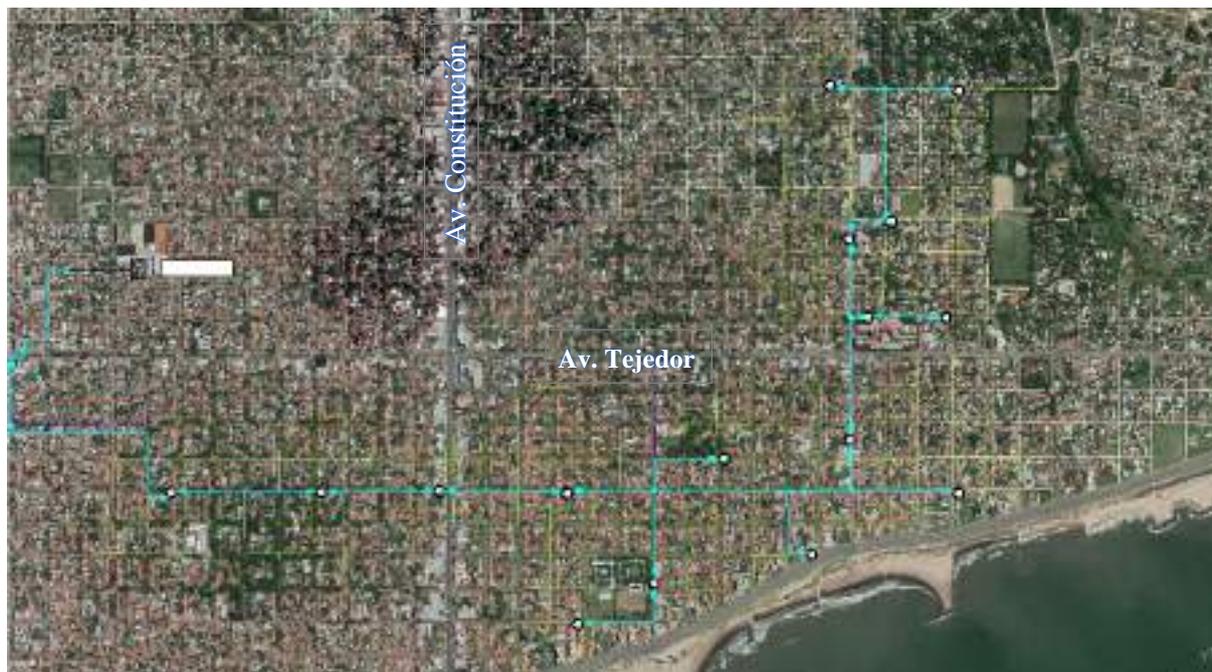


Figura 2.5.2.6 – Red de MT modelada en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.

REFERENCIAS: en turquesa: distribuidor de MT; puntos blancos: subestaciones.

### 2.5.3 Subestaciones

Cada subestación (SE) está modelada como el diagrama que se aprecia en la Figura 2.5.3.1. El mismo consiste en un terminal (modelado como una barra de 13,2kV) al cual se conecta el tramo del distribuidor en MT que proviene de la SE anterior ( $T_A$ ), el tramo que continúa hacia la siguiente SE ( $T_S$ ) y el transformador de distribución propio de la SE en cuestión. Puede verse, además, que se incluyeron elementos de maniobra en cada una de las tres conexiones mencionadas anteriormente.

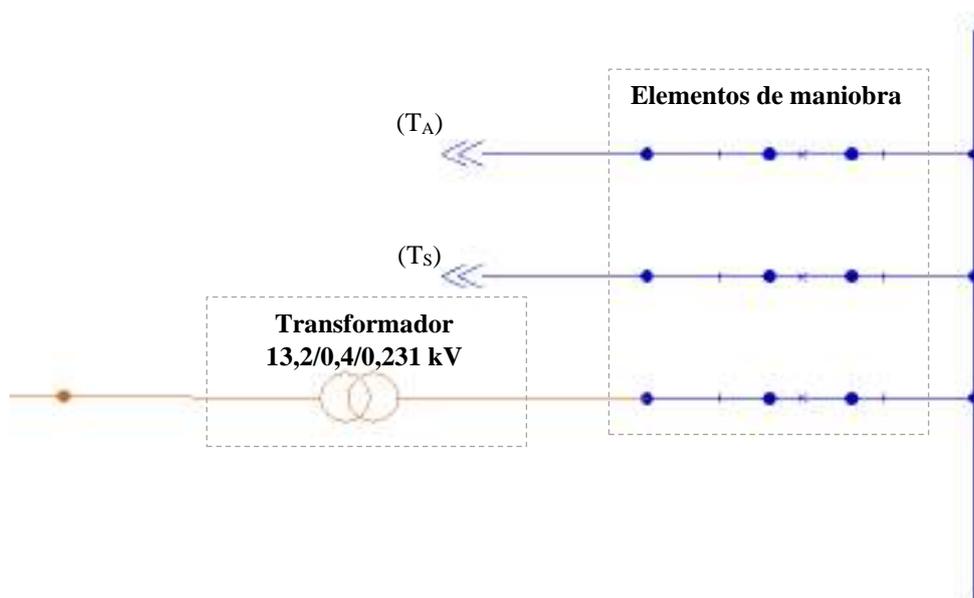


Figura 2.5.3.1 – Modelado de una subestación en el entorno de DIgSILENT. Fuente: elaboración propia.

Los transformadores de todas las subestaciones reducen la tensión de línea de 13,2kV a 400V, 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 Figura 2.5.3.2 se muestra la ventana en la que se cargaron las características, datos técnicos y parámetros eléctricos del tipo de transformador (*2-Winding Transformer Type*).

Cada transformador tendrá una potencia nominal dependiendo de la carga que tenga que abastecer, en otras palabras, la potencia nominal de este elemento de la red depende del consumo 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<sup>23</sup>. La Tabla 2.5.3.1 es un resumen en donde se detalla la potencia (en MVA) que la Empresa Distribuidora definió para los transformadores pertenecientes a cada una de las 16 subestaciones del distribuidor.

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 desfase 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] (Figura 2.5.3.3). Dichos parámetros fueron extraídos de catálogos de fabricantes de transformadores.

<sup>23</sup> Unidad de potencia aparente. 1000kVA=1MVA.

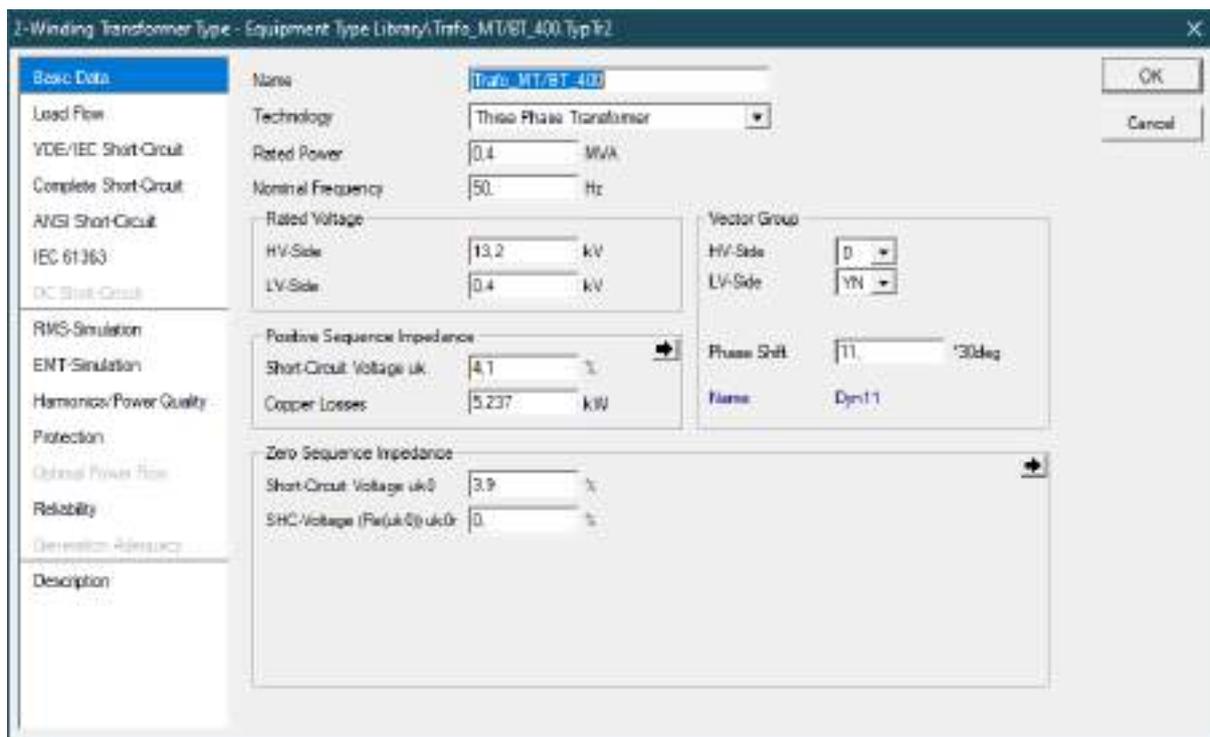


Figura 2.5.3.2 – Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Basic Data. Fuente: elaboración propia.

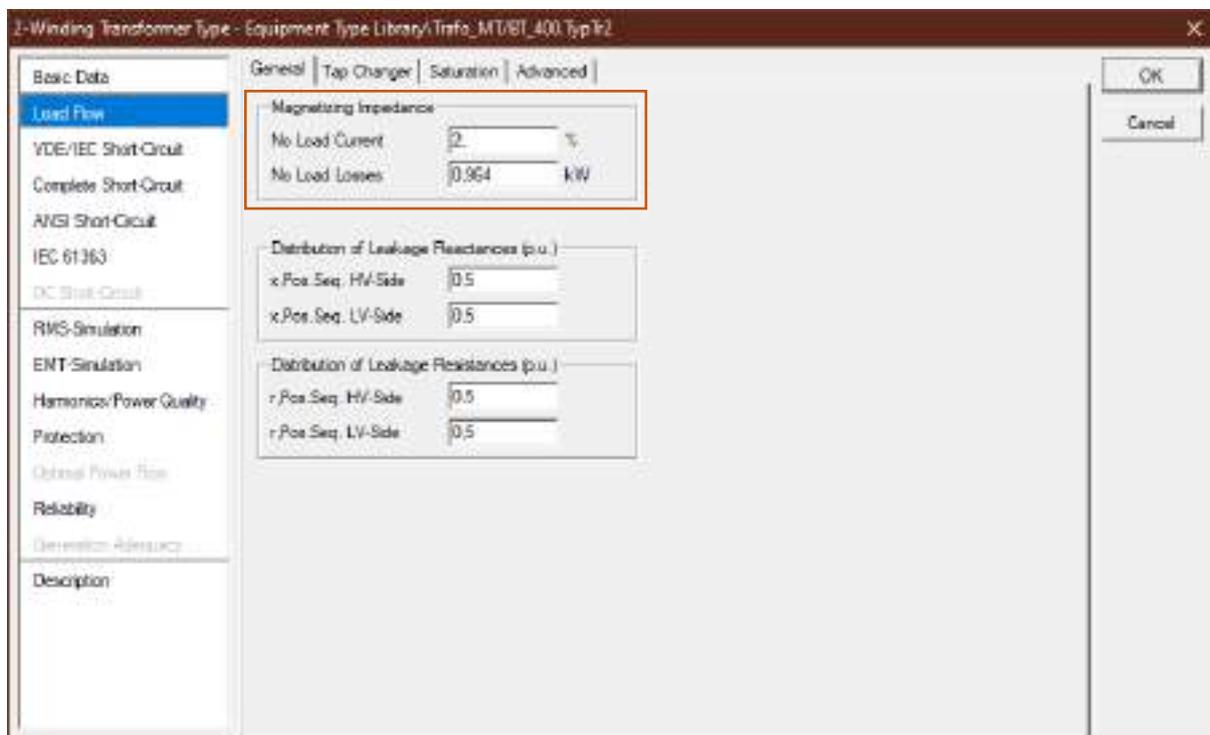


Figura 2.5.3.3 – Ventana de configuración del tipo de transformador; pestaña Load Flow. Fuente: elaboración propia.

Tabla 2.5.3.1 – 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

#### 2.5.4 Red de BT

Una vez configurados los transformadores se modeló la red de distribución secundaria, es decir, la distribución en baja tensión hasta los usuarios. Dicha distribución se realiza mediante cables tipo preensamblados de aluminio. Por esta razón, no es necesario definir la geometría del tendido como 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 Figura 2.5.4.1 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 Figura 2.5.4.2, en donde se cargaron datos de un conductor de aluminio preensamblado 3x35/50<sup>24</sup>, tensión nominal 400V, corriente nominal 103A, tendido aéreo. Además, se cargaron los parámetros eléctricos<sup>25</sup> por unidad de longitud [ $\Omega/\text{km}$ ] extraídos de catálogo.

<sup>24</sup> Tres conductores de fase de 35mm<sup>2</sup> de sección nominal, y un conductor neutro de 50mm<sup>2</sup> de sección nominal.

<sup>25</sup> Resistencia y reactancia eléctrica.

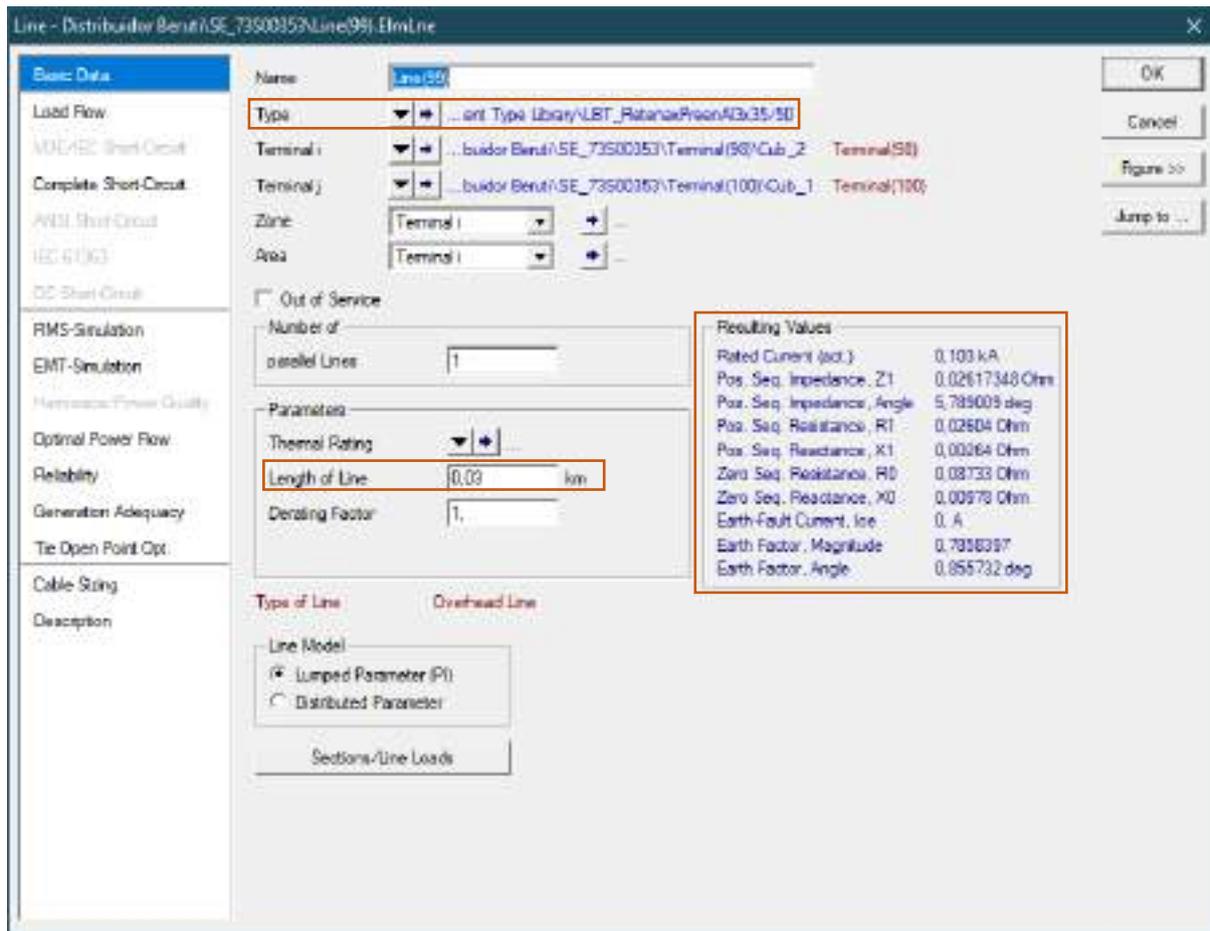


Figura 2.5.4.1 – Ventana de configuración del elemento Línea de BT. Fuente: elaboración propia.

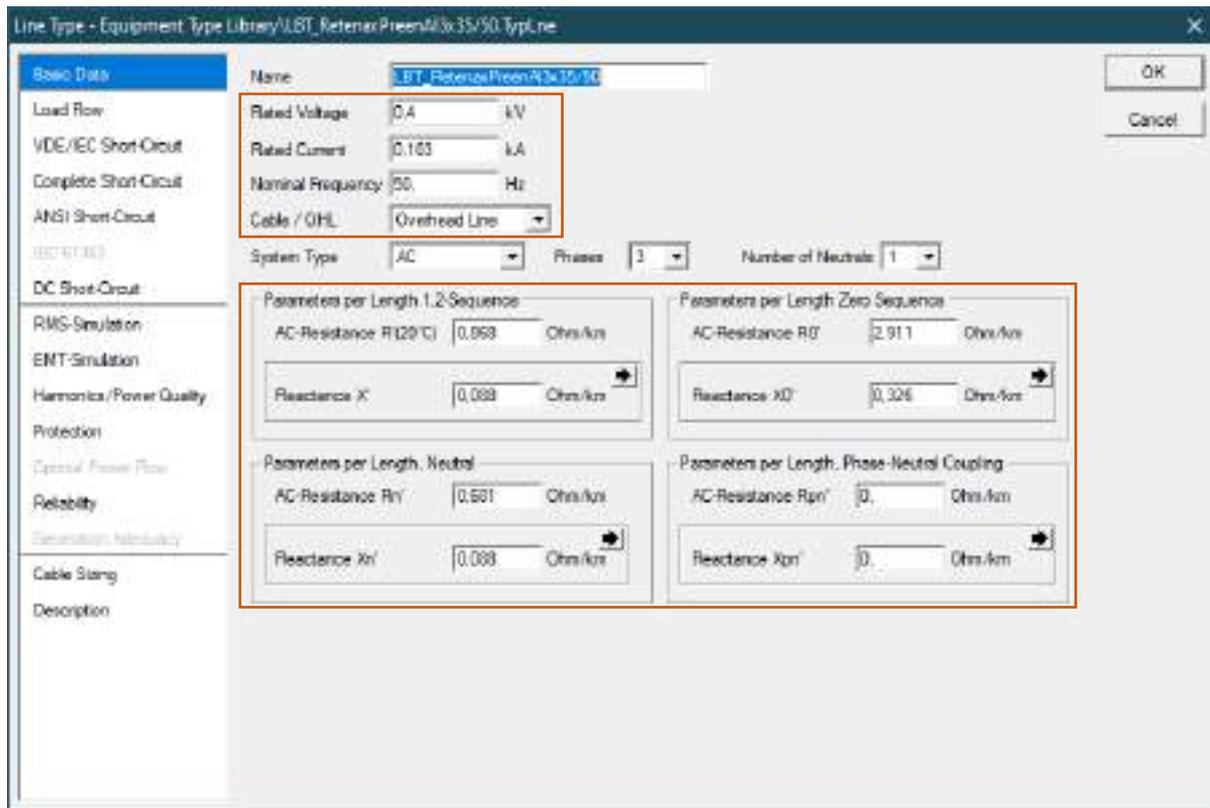


Figura 2.5.4.2 – Ventana de configuración del conductor de la línea de BT. Fuente: elaboración propia.

### 2.5.5 Acometidas

Las acometidas son los conductores que conectan la red de distribución secundaria en BT con el medidor 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 pérdida de energía eléctrica.

La modelización en el entorno del programa de las acometidas es exactamente igual a lo descrito para modelar las líneas de BT en 2.5.4 con la única salvedad que el tipo de conductor será 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 del distribuidor de BT y para aquellos que se encontraban en la vereda de enfrente.

La Figura 2.5.5.1 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  $4\text{mm}^2$  de sección nominal.

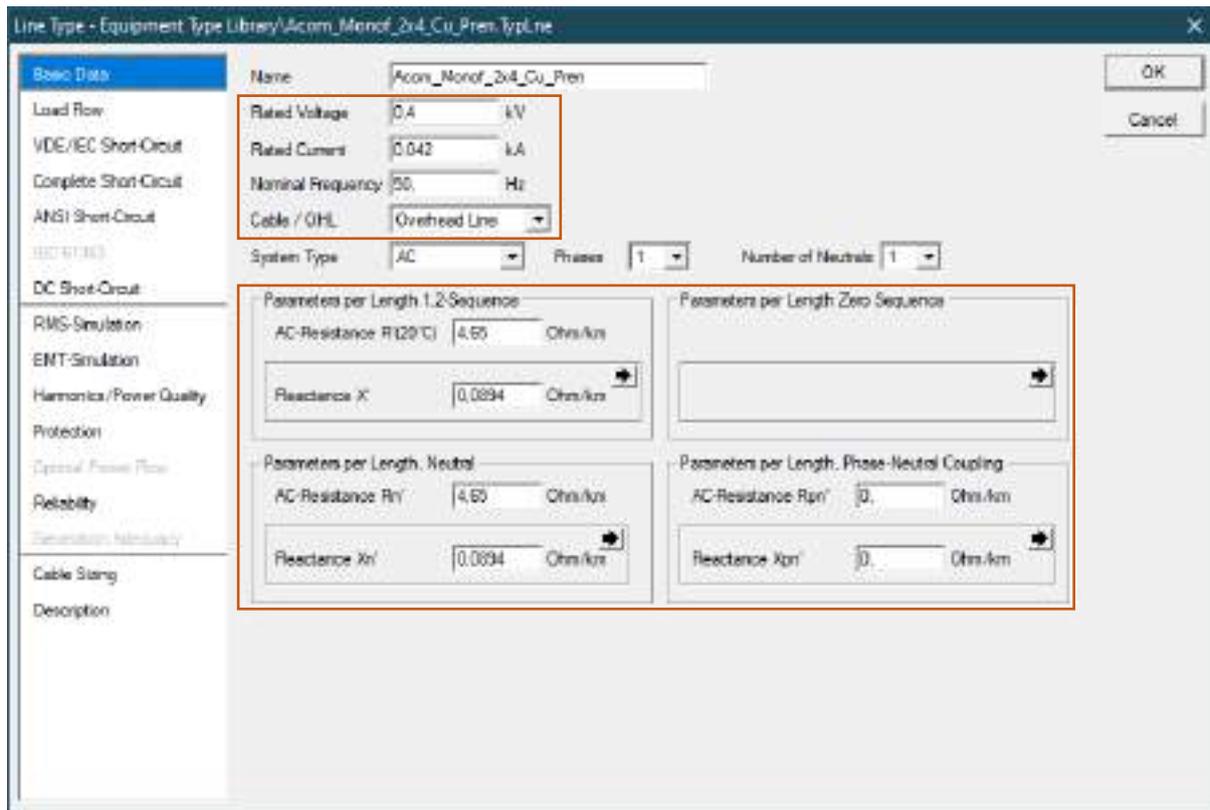


Figura 2.5.5.1 – Ventana de configuración del conductor para acometida monofásica. Fuente: elaboración propia.

Otra diferencia entre las líneas de BT y las acometidas es que las primeras son trifásicas más el conductor neutro, mientras que las segundas, en su gran mayoría, 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, obviamente, al neutro (Figura 2.5.5.2).

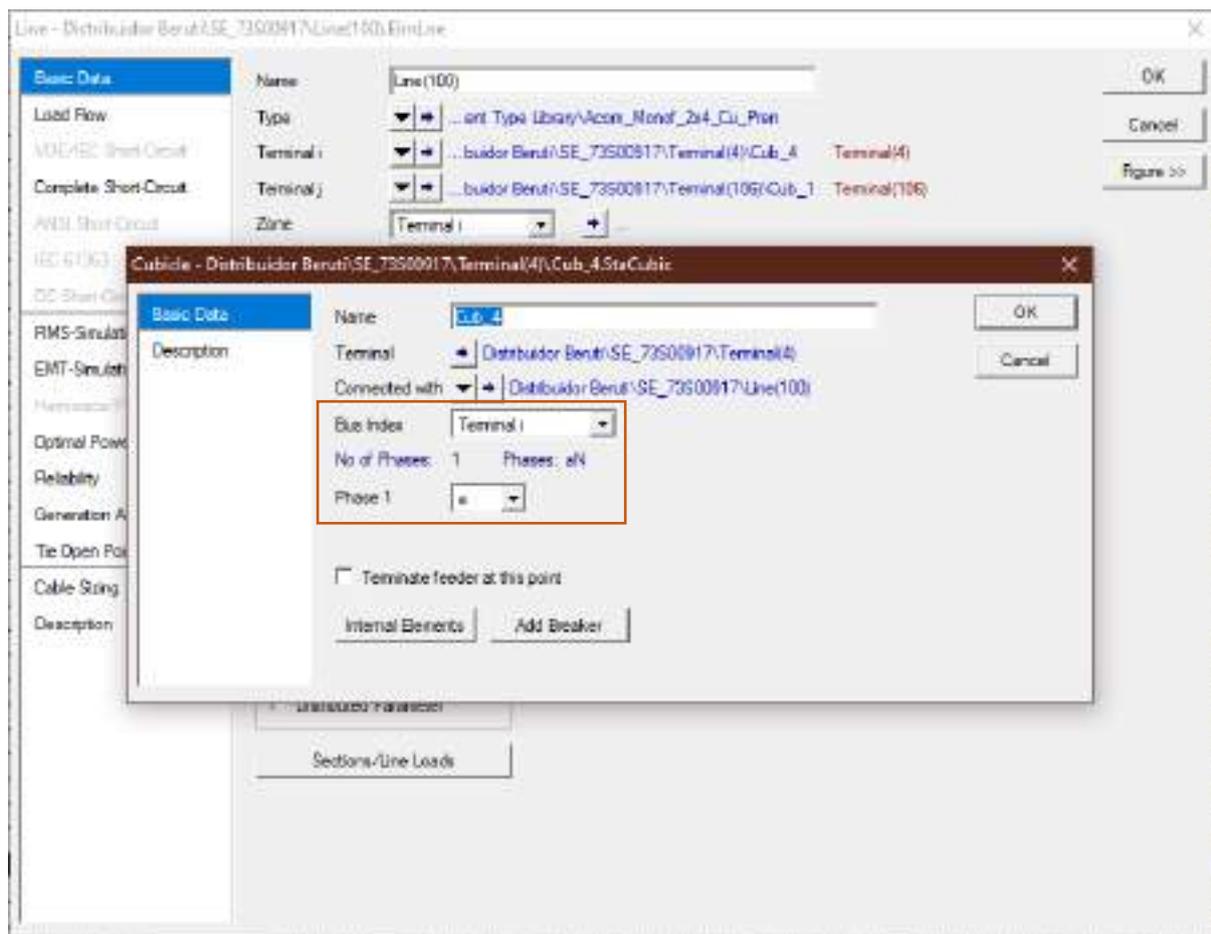


Figura 2.5.5.2 – Ventana de configuración de la fase a la que se encuentra conectada la acometida. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, el sistema de distribución primaria y secundaria quedaron modelados con todos los parámetros y datos técnicos de la red real, con el objetivo de que las simulaciones arrojen resultados lo más próximos a la realidad. En el entorno, la red de BT para una SE en particular (SE\_73S00353), sin incluir aún a los usuarios, queda representado como se ven la Figura 2.5.5.3 y en la Figura 2.5.5.4. Se hace notar que el transformador no se encuentra visualmente en la ubicación topológica correspondiente para que el diagrama quede claro y sin elementos superpuestos. El conductor que une el transformador con la barra de BT, si bien en el diagrama parece tener una extensa longitud, es de tan solo 10 metros.



Figura 2.5.5.3 – Red de distribución secundaria de la subestación SE\_73S00353, en el entorno de DIgSILENT.  
Fuente: elaboración propia.

REFERENCIAS: en azul: distribuidor en MT y subestación transformadora; en amarillo: distribución en BT y acometidas.



Figura 2.5.5.4 – Red de distribución secundaria de la subestación SE\_73S00353, en el entorno de DIgSILENT.  
Zoom. Fuente: elaboración propia.

### 2.5.6 Feeders

Un *Feeder* es un elemento que se puede definir dentro del entorno del programa de simulación y que contiene otros elementos de la red. Por ejemplo, si se define un transformador como *Feeder*, se incluirán en él, además, todos los elementos de la red aguas abajo de dicho transformador. Este elemento fue de mucha importancia a la hora de realizar las simulaciones y obtener resultados de una zona en particular, ya que al calcular el valor de una variable del elemento *Feeder* se están considerando todos los elementos incluidos en él.

Por esto, una vez modelados todos los elementos gráficos de la red, se definió un *Feeder* por cada subestación y otro principal (Figura 2.5.6.1). Es decir que se definieron 16 *Feeders* que incluyen solamente elementos de la red en BT; y por otro lado se definió uno que incluye todos los elementos de la red, tanto en MT como BT.

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

Figura 2.5.6.1 – Feeder principal y de cada subestación. Fuente: elaboración propia. Fuente: elaboración propia.

Por ejemplo, la Figura 2.5.6.2 muestra el diagrama de la subestación SE\_73S00667, en la cual todos los elementos en color naranja pertenecen al Feeder\_0667.

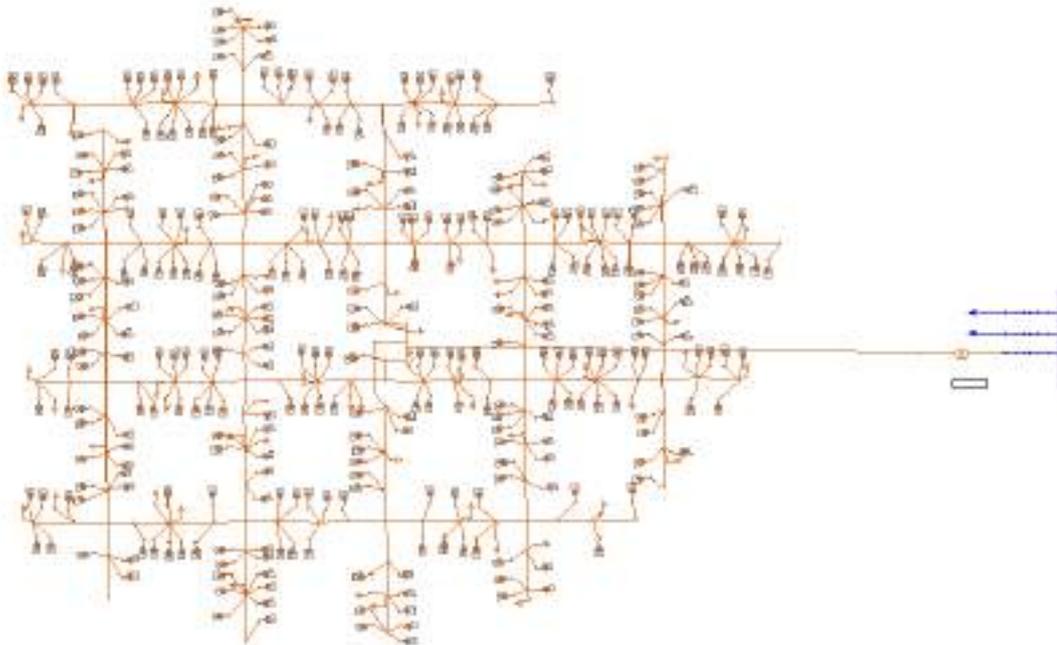


Figura 2.5.6.2 – Ejemplo de elementos incluidos en un Feeder. Fuente: elaboración propia.

De esta manera, queda desarrollado el procedimiento llevado a cabo para definir el área y el distribuidor bajo estudio. Además, se desarrolló el proceso de cargar en el entorno gráfico de DIGSILENT los elementos de la red modelada. Se resaltaron los parámetros técnicos más importantes de cada objeto gráfico, necesarios para que las simulaciones arrojen resultados cercanos a la realidad.

## 2.6 Usuarios residenciales de BT

En los siguientes apartados se explica por qué la curva de demanda diaria se obtuvo como un promedio estadístico de un conjunto de usuarios, y cuál fue el procedimiento para obtener la curva de cada uno de los 5165 usuarios a partir de datos de la corriente del distribuidor en MT y datos de facturación de cada usuario brindados por la Empresa Distribuidora. Además, se explicita paso a paso, a modo de ejemplo, la obtención de la curva diaria de demanda para un usuario en particular, y cómo esta es cargada en el entorno del programa de simulación.

### 2.6.1 Conceptos preliminares

Los datos más relevantes que se necesitan para modelar a los usuarios de BT son la potencia demandada y el factor de potencia. Con respecto al primero, la potencia demandada, no es un valor fijo a lo largo del día ni a lo largo del año, sino que fue necesario determinar cómo varía la potencia demandada 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. La curva real de un consumidor individual 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 de distintos usuarios son muy distintas entre sí (Figura 2.6.1.1 y Figura 2.6.1.2). Esto hace muy difícil la tarea de asignar una curva a cada usuario que represente su requerimiento instantáneo real de potencia [14].

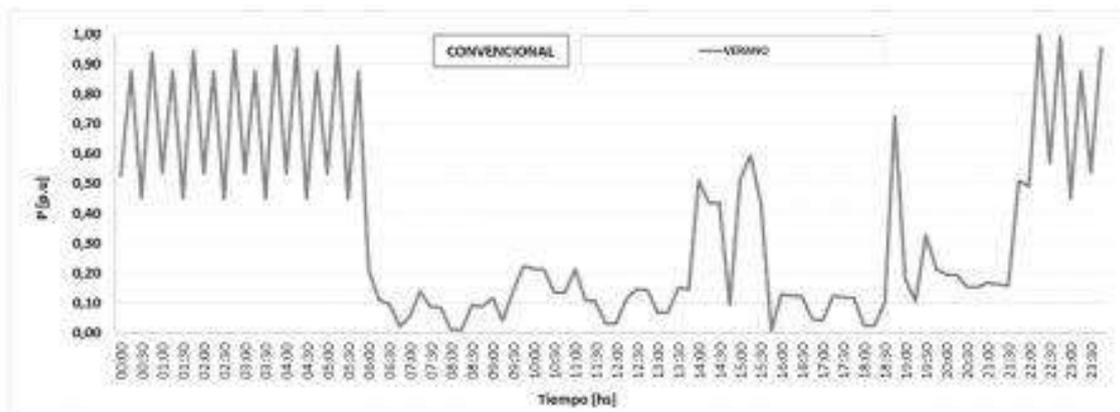


Figura 2.6.1.1 – Modelo de curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en verano. Fuente: [15].

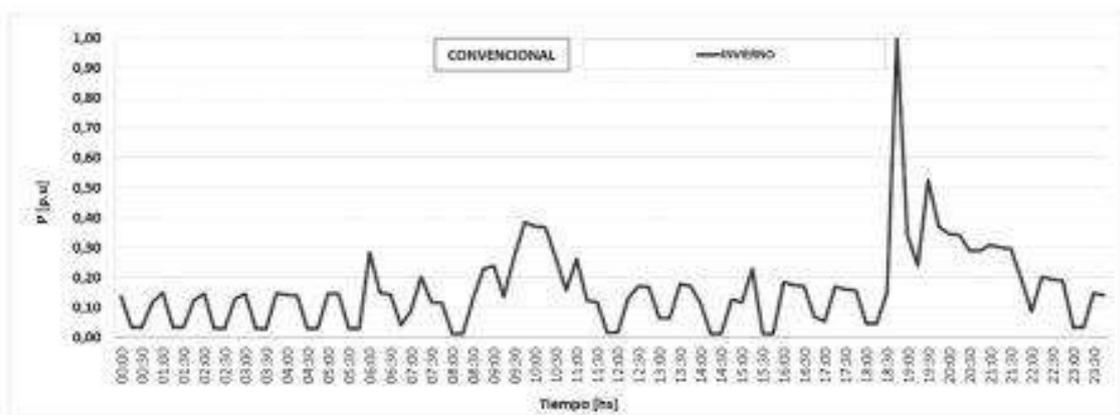


Figura 2.6.1.2 - Modelo de curva de demanda de potencia eléctrica para un único usuario residencial en invierno. Fuente: [15].

Sin embargo, el hábito de consumo de los usuarios residenciales es similar, esto quiere decir que, si se observa la curva de demanda diaria para un grupo de usuarios, esta tendrá una composición que represente estadísticamente el comportamiento del conjunto, notándose así un desarrollo más suavizado de la curva. Se podrá observar que, entre otras características, existe una franja horaria en la que se producen los mayores niveles de demanda de potencia (ver Figura 2.6.1.3). Cuanto mayor sea el grupo de usuarios, más suavizada será la curva [14].

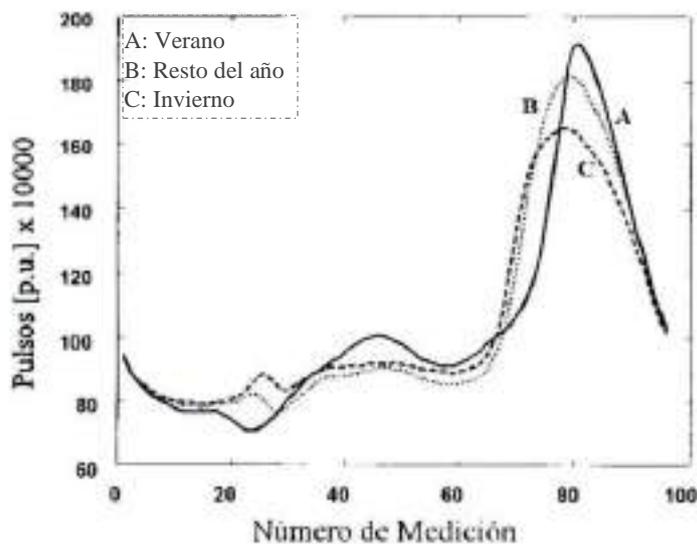


Figura 2.6.1.3 – Modelo de curva de demanda diaria de potencia del conjunto de usuarios residenciales pertenecientes a una SE MT/BT de la ciudad de Mar del Plata. Fuente [14].

De esta manera es que se buscó obtener una curva que represente el hábito de consumo de potencia eléctrica a lo largo de un día para los usuarios residenciales del área bajo estudio. Como se explicará a continuación, esta se obtuvo como promedio estadístico de la curva de demanda del distribuidor, es decir, el grupo de usuarios mencionado en el párrafo anterior comprendió a todos los usuarios alimentados por el distribuidor Don Bosco y French.

Gracias al aporte de la Empresa Distribuidora se logró obtener una base de datos con el valor de corriente [A] demandada por el distribuidor. Los datos habían sido registrados con una frecuencia de 30 minutos, 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.

### 2.6.2 Obtención de la curva de demanda diaria de potencia

Como se dijo anteriormente, la curva de demanda diaria es potencia [W] vs. tiempo, y no corriente [A] vs. tiempo. Por lo tanto, el procedimiento para obtener la curva deseada se podría resumir en los siguientes pasos.

NOTA: para ver cómo se analizaron las bases de datos en Excel, ver Anexo II – Base de datos: perfil de demanda del distribuidor y Anexo III – Base de datos: energía consumida por usuario

- 1) *Se filtraron y se depuraron los datos necesarios de la base de datos.* En ella había datos desde el 1/1/2019 hasta el 21/4/2021. Como el estudio se realizó para el año 2019<sup>26</sup>, se conservaron únicamente los datos de dicho año, y se los discriminó por cada uno de los doce meses. A su vez, se depuraron y corrigieron valores anormales, como los producidos durante estados de falla de la red.
- 2) *Se establecieron tres días típicos con diferente característica de demanda.* La demanda de potencia no es igual durante días laborales que durante días no laborales. Por lo tanto,

<sup>26</sup> Cabe aclarar que el año de estudio es el 2019 debido a que el 2020 fue un año atípico en el consumo de energía eléctrica a causa de la pandemia del COVID-19.

los días se clasificaron en *Hábil*, *Sábado* y *Domingo/Feriado*. El objetivo siguiente fue obtener una curva para cada mes y para cada uno de estos tres días típicos, es decir, 36 curvas en total.

- 3) *Curvas de corriente y potencia demandada vs. tiempo*. El “hábito de consumo” está determinado por la forma de la curva de demanda diaria, más que por sus valores absolutos. Es de notar que la curva [A] vs. tiempo, y la curva [W] vs. tiempo tendrán la misma forma, pero con valores absolutos y unidades diferentes. En otras palabras, ambas curvas en la Figura 2.6.2.1 son iguales si se las grafica en valores relativos (porcentaje o p.u.).

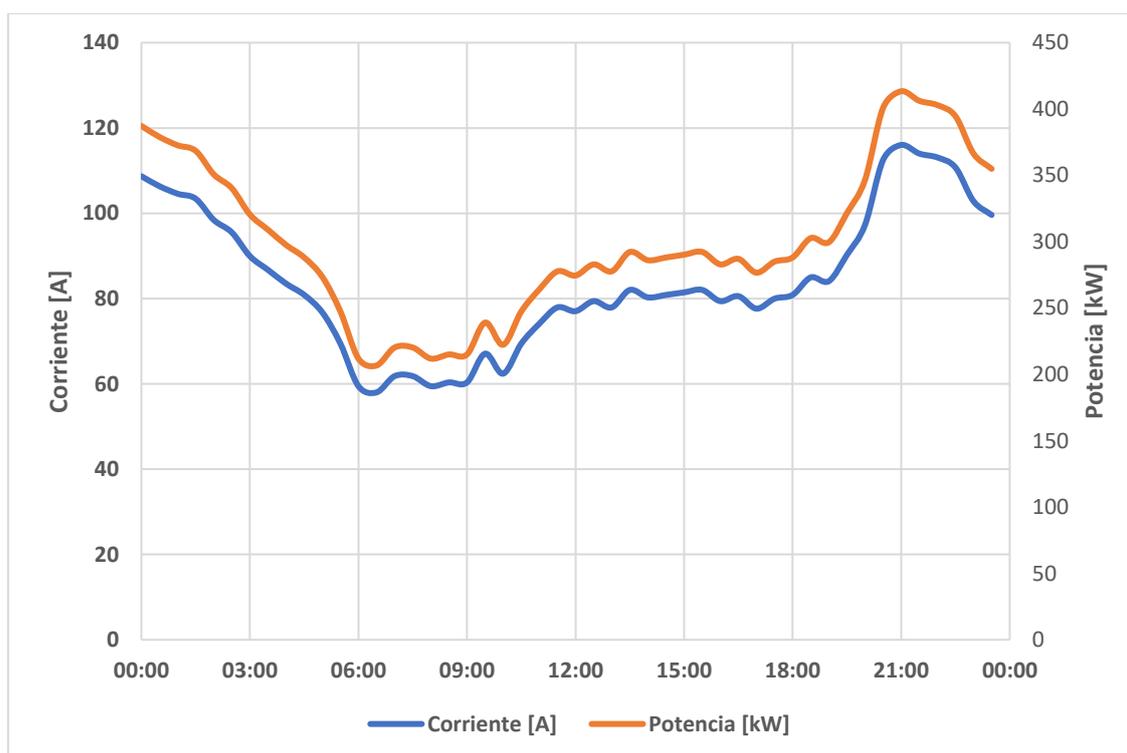


Figura 2.6.2.1 – Ejemplo de curva de demanda diaria: corriente y potencia en valores absolutos. Fuente: elaboración propia.

- 4) *Se obtuvieron las curvas en por unidad (p.u.)*. Para convertir la curva de corriente vs. tiempo a valores 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.

$$P_{i(p.u.)} = I_{i(p.u.)} = \frac{I_i}{\bar{I}} \quad (2.6.2.1)$$

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 ecuación ( 2.6.2.2)

$$\bar{I}_k = \frac{1}{48} \sum_{i=1}^{48} I_{i,k} \quad (2.6.2.2)$$

- 5) *Se obtuvo la Curva 1: curva de demanda diaria en p.u. como promedio estadístico del perfil de demanda del distribuidor.* Finalmente, para cada mes se realizó un promedio de cada curva obtenida para días *Hábiles*, otra para días *Sábados*, y otro para días *Domingos/Feriado*. De esta manera se obtuvieron 36 curvas en valores en p.u. Como se dijo anteriormente, estas curvas representan el “hábito de consumo” por lo que son comunes para todos los usuarios. Estas se cargaron en el software como un perfil de consumo de cada uno de los usuarios.

$$\overline{I_{(p.u.),h,d}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N I_{i(p.u.),h,d} \quad (2.6.2.3)$$

Dónde:

$\overline{I_{(p.u.),h,d}}$ : promedio estadístico de valores en p.u. para la hora  $h$  y el tipo de día  $d$ ;

$I_{i(p.u.),h,d}$ : valor de la ordenada  $i$  de la curva, en p.u., para la hora  $h$  y el tipo de día  $d$ ;

$h$ : hora del día [hh:mm];

$d$ : tipo de día: Hábil, Sábado, Domingo/Feriado;

$N$ : cantidad de datos para la hora  $h$  y el tipo de día  $d$ .

La Figura 2.6.2.2 muestra cómo fueron denominadas y organizadas las 36 curvas obtenidas en el entorno del software. Por otro lado, en la Figura 2.6.2.3 y Figura 2.6.2.4 se aprecian las tres curvas (día hábil, sábado y domingo/feriado) de demanda diaria en p.u. para un mes específico del verano (enero) y uno de invierno (julio), respectivamente.



Figura 2.6.2.2 – Curvas de demanda diaria en p.u. para cada mes del año y discriminadas en tres tipos de días típicos. Fuente: elaboración propia.

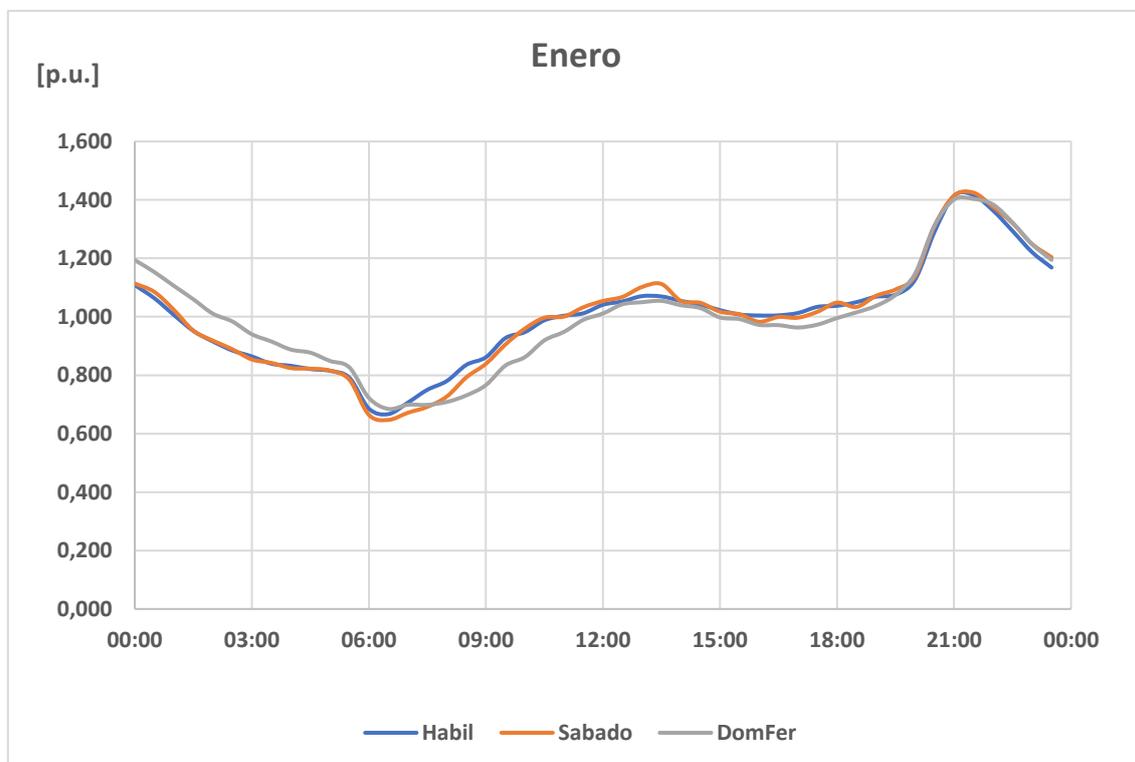


Figura 2.6.2.3 – Curvas de demanda diaria en p.u. para el mes de enero. Fuente: elaboración propia.

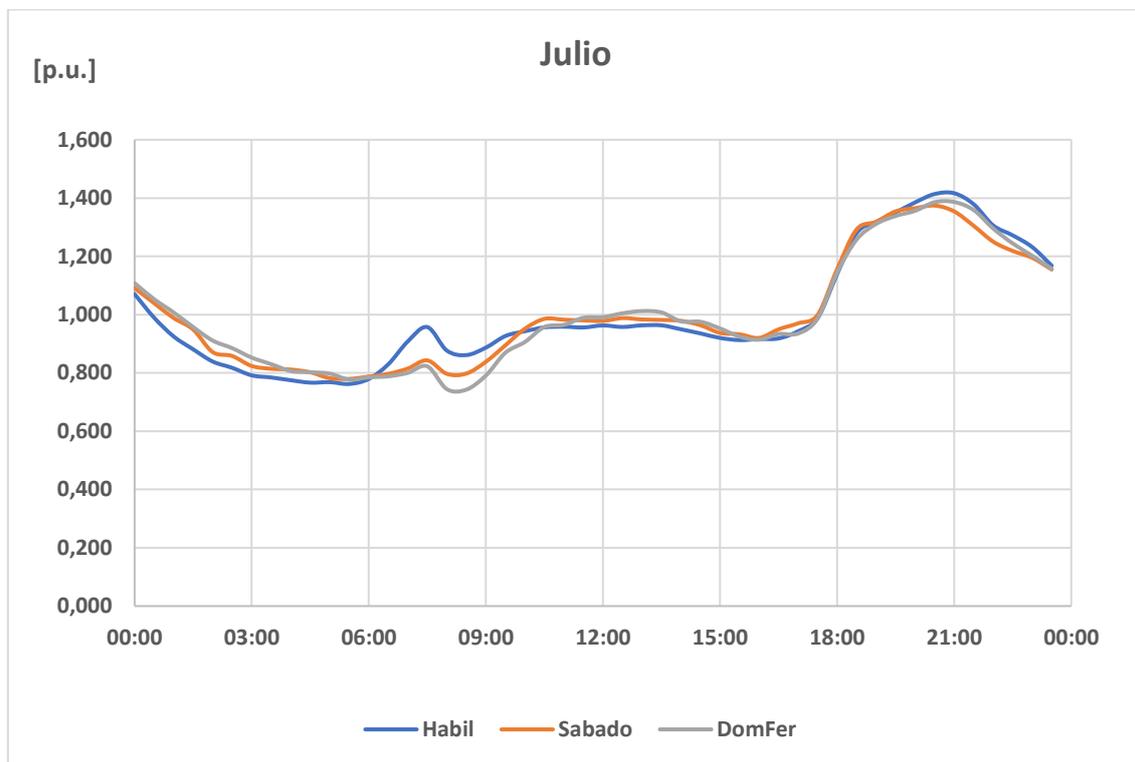


Figura 2.6.2.4 – Curvas de demanda diaria en p.u. para el mes de julio. Fuente: elaboración propia.

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 20:00 y las 0:00, mientras que en invierno esta franja comienza más temprano, alrededor de las 17:30. 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 julio.

A continuación, se siguen desarrollando los pasos llevados a cabo con el objetivo de obtener la curva de demanda diaria ([W] vs. tiempo). Se trabajó con la base de datos que contiene información sobre la energía consumida por cada usuario en cada uno de los periodos de facturación.

- 6) *Se filtraron y depuraron los datos necesarios.* La base de datos contenía información sobre facturación de diversos años, por lo que se seleccionaron únicamente los consumos realizados en los 6 bimestres del año 2019. 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] (Ecuación ( 2.6.2.4)). Este valor representaría un hipotético consumo constante por parte del usuario tal que, al final del período, la energía consumida sea la misma que es facturada.

$$P_{m,b} = \frac{E_b}{24 \cdot d_b} \quad (2.6.2.4)$$

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  $b$ .

- 7) *Curva 2: curva de potencia media mensual.* Cada usuario tiene un consumo diferente de energía eléctrica [kWh] a lo largo de un período de tiempo respecto a otro usuario. Para que este dato también esté reflejado en el perfil de consumo en el DIGSILENT, se cargó una característica de consumo diferente para cada usuario en la cual se considera que la demanda de potencia es la potencia media en cada bimestre (valores en la Figura 2.6.2.5 en [MW]).

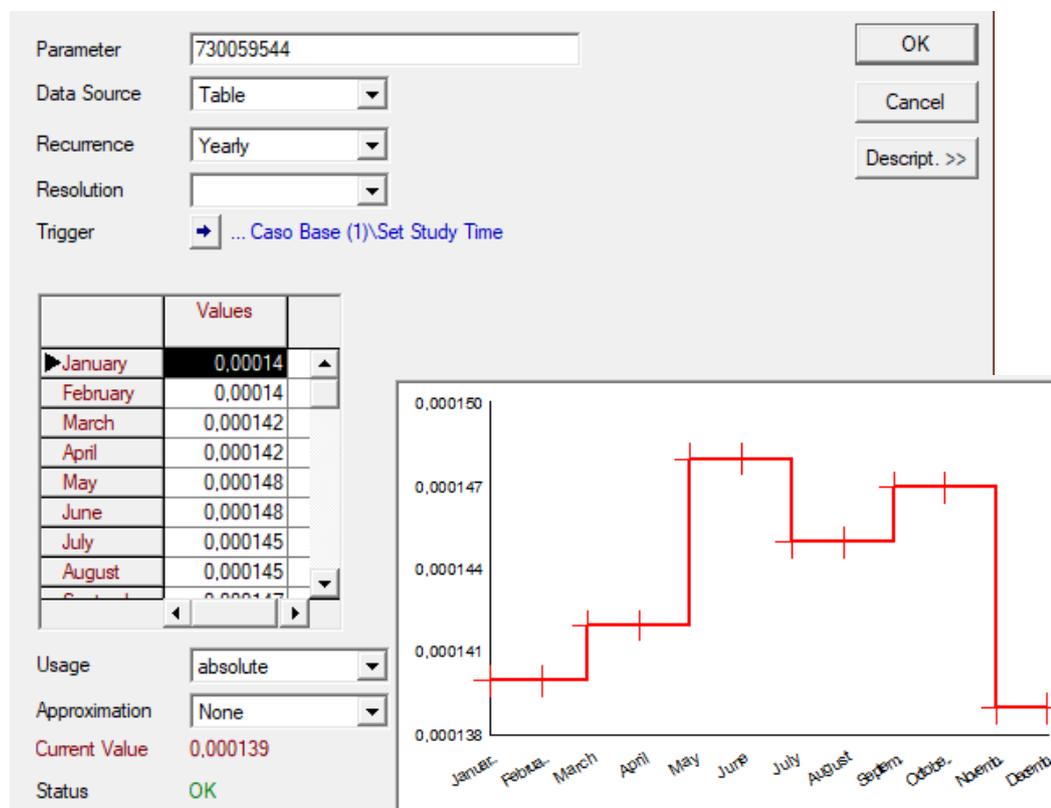


Figura 2.6.2.5 – Curva de potencia media mensual: tabla de valores [MW] y diagrama en DIGSILENT. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, el programa internamente multiplica ambas curvas punto a punto (Ecuación (2.6.2.5)), obteniéndose así la curva de demanda diaria [W] vs. tiempo. La misma tiene simultáneamente en cuenta la variación diaria (hábito de consumo) y la variación mensual.

$$P_i = P_{i(p.u.)} \cdot P_{m,b} \quad (2.6.2.5)$$

Dónde:

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

### 2.6.3 Ejemplo de obtención de un valor instantáneo de la curva de demanda

Este ejemplo busca aclarar cómo el programa obtiene los valores de potencia instantánea ( $P_i$ ) demandada por un usuario en particular (ID del usuario: 730059544), en función de la característica de consumo en p.u. ( $P_{i(p.u.)}$ ) y la correspondiente a 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 Figura 2.6.3.1).

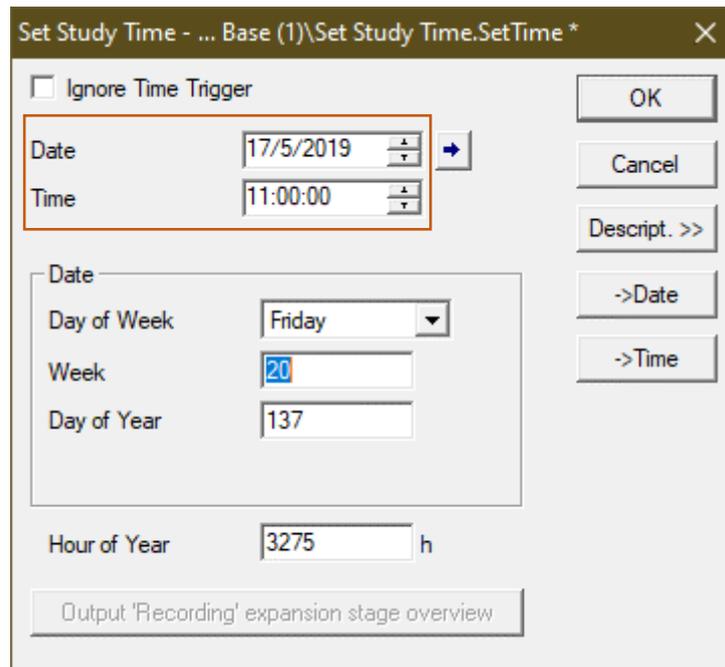


Figura 2.6.3.1 – Fecha y hora configuradas como referencia para el ejemplo. Fuente: elaboración propia.

La curva de potencia demandada en p.u. para un día hábil del mes de mayo se aprecia en la Figura 2.6.3.2. Además, el valor de la ordenada para las 11:00 es de 0,938 p.u.

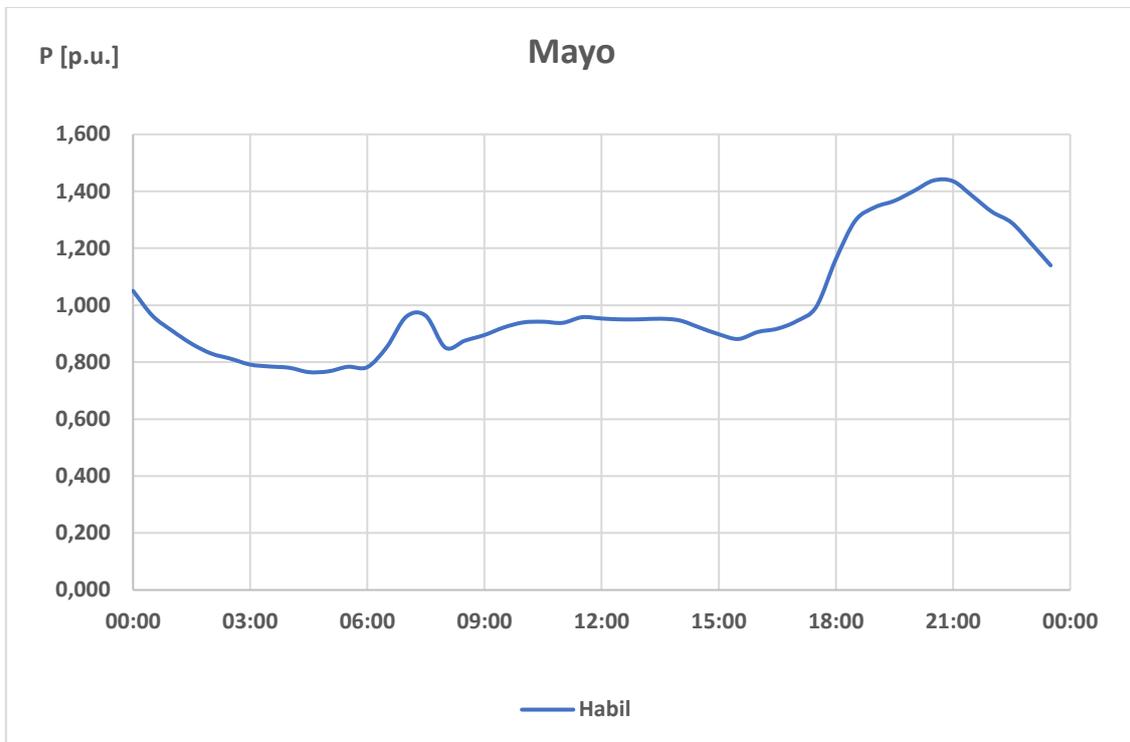


Figura 2.6.3.2 – Curva de demanda de potencia en p.u. para un día hábil del mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

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 ecuación ( 2.6.2.4) 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 Figura 2.6.3.3.

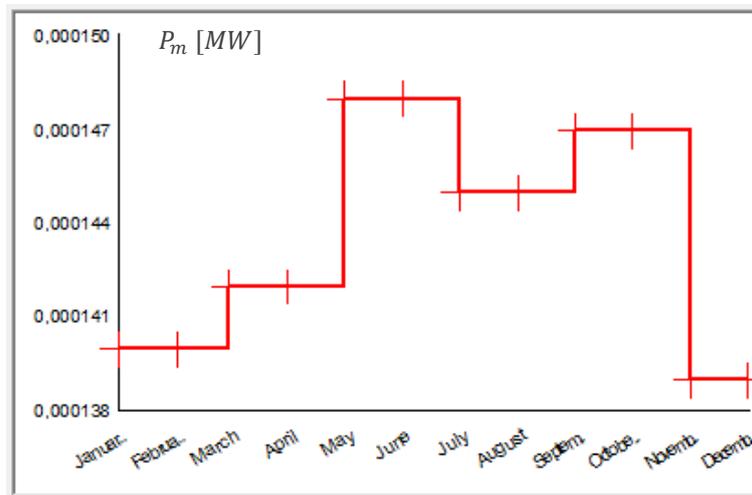


Figura 2.6.3.3 – Característica de potencia media demandada por el usuario 730059544, para el año 2019. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 2.6.3.4 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 de consumo (Ecuación ( 2.6.2.5)).

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

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

$$P_i = 0,1388 [kW]$$

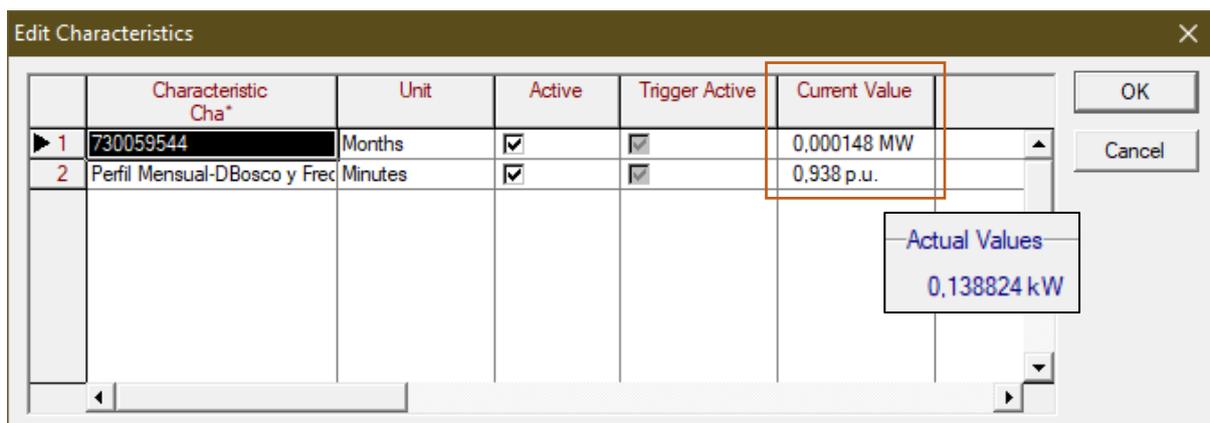


Figura 2.6.3.4 – Perfiles de consumo en p.u. y mensual. Valor real de potencia demandada. Fuente: elaboración propia.

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 Figura 2.6.3.5.

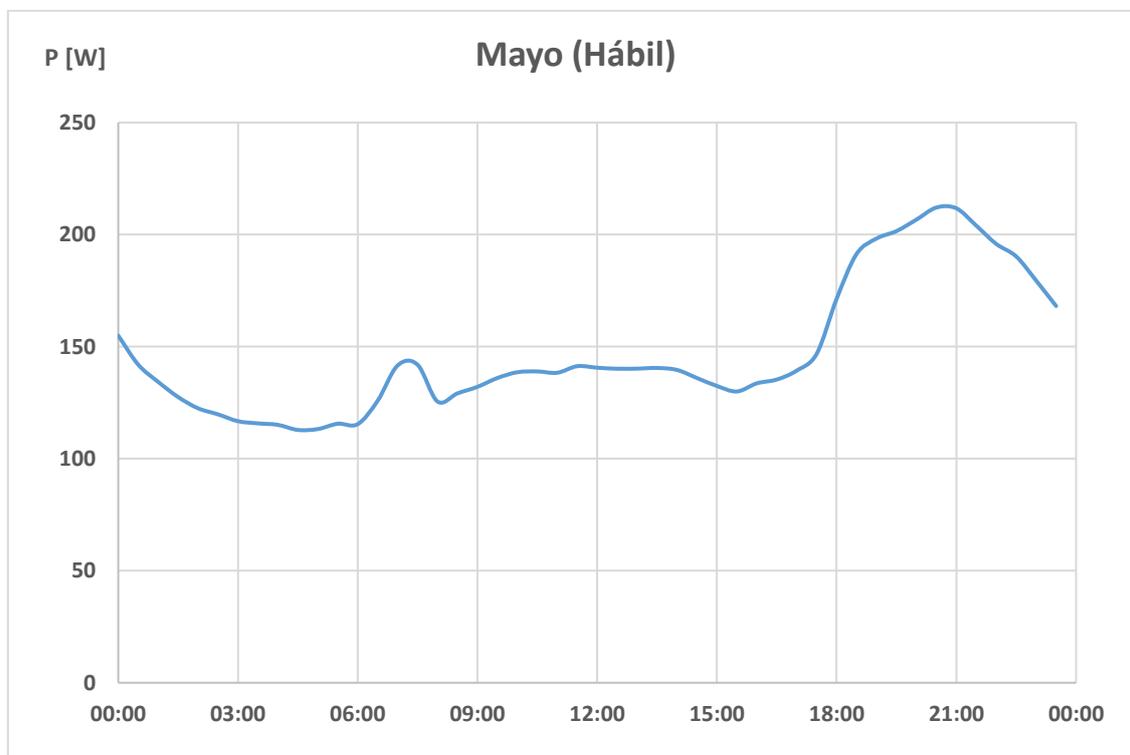


Figura 2.6.3.5 – Curva de demanda diaria de potencia [W] del usuario 730059544, para un día hábil del mes de mayo de 2019. Fuente: elaboración propia.

De esta manera queda explicado el paso a paso genérico que se siguió para la obtención de la curva de demanda diaria para cada usuario, reflejando el procedimiento en un ejemplo concreto para un usuario en particular, con el objetivo de clarificar cada paso.

## 2.7 Generación fotovoltaica

En los siguientes apartados, en primera instancia se introduce brevemente la tecnología de fabricación de las placas solares y las principales características técnicas de las mismas, producidas por un productor nacional. Luego, se explica cuál fue el procedimiento para obtener la curva de generación FV de cada uno de los 3599 usuario-generadores a partir de datos de radiación solar, datos técnicos de las placas, y características constructivas de cada vivienda. Además, se explicita paso a paso, a modo de ejemplo, la obtención de la curva diaria de generación FV para un usuario-generador en particular, y cómo esta es cargada en el entorno del programa de simulación.

### 2.7.1 Características constructivas de las celdas y paneles solares

La gran mayoría de las celdas fotovoltaicas presentes hoy en día en el mercado se fabrican a base de silicio (Si). Este es el segundo material más abundante en la corteza terrestre, sin embargo, no se encuentra en la naturaleza en estado puro, sino formando compuestos. Luego de que dichos compuestos atraviesan diversos procesos químicos, se obtiene el denominado *silicio de grado semiconductor*. Este cuenta con una elevada pureza<sup>27</sup>, la cual es necesaria para aplicaciones fotovoltaicas [16].

Sin embargo, dependiendo del proceso de obtención, el Si resultante puede clasificarse según qué tan ordenada esté su estructura atómica. En orden decreciente: silicio monocristalino (mono-Si), policristalino (poli-Si) o amorfo. Esta característica, a su vez, definirá la eficiencia de las celdas y, en consecuencia, la de los paneles solares.

Cada celda está básicamente conformada por tres capas (u obleas) de silicio (ver Figura 2.7.1.1). Junto a los contactos posteriores de la celda se encuentra una de ellas que es tipo *p*, es decir, que acepta electrones con facilidad. Para lograr esto la oblea es dopada con, por ejemplo, boro (B). Sobre esta se coloca la segunda oblea, esta sin impurezas, denominada capa de Si intrínseco o base. La tercera oblea es de tipo *n*, es decir, que dona electrones con facilidad. Con tal fin es que se dopa el Si con, por ejemplo, fósforo (P). Además, esta última capa pasa por un proceso antirreflexivo, con el fin de aumentar el porcentaje de luz absorbida. Finalmente se colocan los contactos metálicos que permiten interconectar celdas [16].

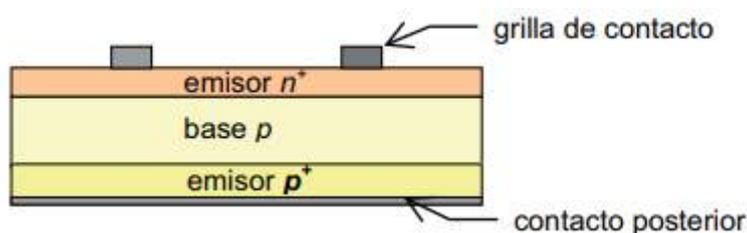


Figura 2.7.1.1 – Capas de silicio constitutivas de una celda solar. Fuente: elaboración propia.

Debido a que la potencia eléctrica que puede entregar una única celda solar es reducida, es que estas se conectan entre sí formando los paneles o módulos fotovoltaicos. Las celdas se conectan tanto en serie, para aumentar la tensión a la salida del circuito FV, como en paralelo, para aumentar la corriente.

Por otro lado, las celdas son muy frágiles y, por tal motivo, deben estar protegidas de los agentes mecánicos, ambientales y químicos que puedan dañarlas. Es por esto por lo que los módulos fotovoltaicos se encapsulan en varias capas protectoras como se observa en la Figura 2.7.1.2, las cuales, obviamente, se busca que interfieran lo menos posible con el proceso fotovoltaico de conversión de energía.

<sup>27</sup> Pureza de nueve nueves: 99,9999999% [16].

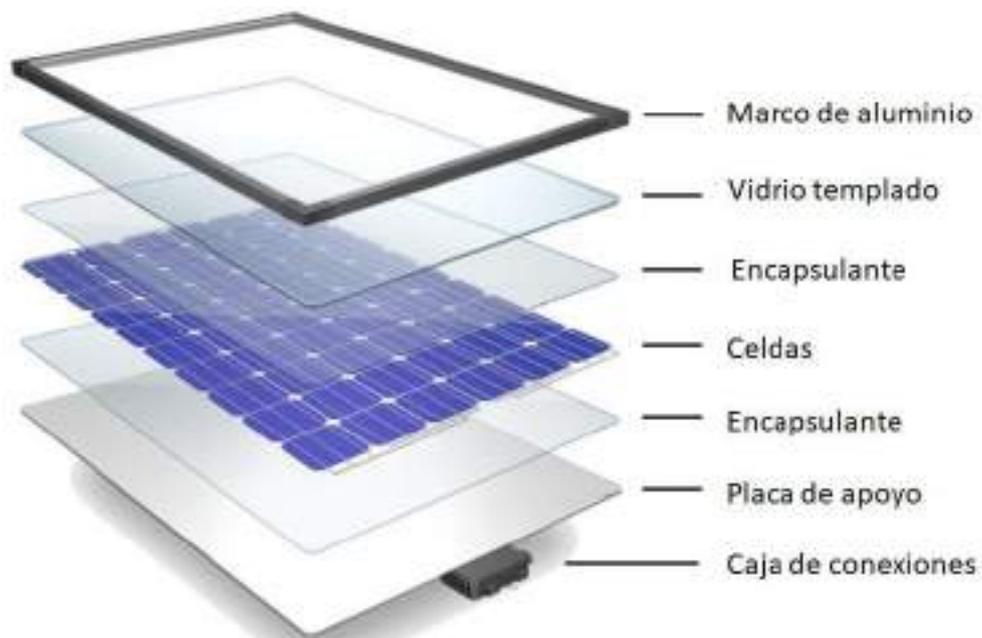


Figura 2.7.1.2 – Capas protectoras que constituyen un módulo FV. Fuente: [11].

### 2.7.2 Características técnicas de las placas solares

Los parámetros técnicos más importantes que caracterizan a un panel o placa solar son los que se describen a continuación:

- *Corriente de cortocircuito*  $I_{SC}$ : es la máxima corriente capaz de entregar el panel cuando sus terminales se cortocircuitan. La corriente de cortocircuito es proporcional a la intensidad de la luz que incide sobre la placa.
- *Tensión a circuito abierto*  $V_{OC}$ : es la máxima tensión que se establece entre los terminales del panel solar cuando estos están a circuito abierto, es decir, no hay ninguna carga conectada a ellos (Figura 2.7.2.1).



Figura 2.7.2.1 – Características técnicas de una placa solar: corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ) y tensión a circuito abierto ( $V_{OC}$ ). Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC®.

Estos últimos dos parámetros son, respectivamente, la máxima corriente y tensión que puede entregar un panel. Sin embargo, cuando la corriente entregada es  $I_{SC}$  la tensión entre los terminales de la placa es  $V = 0 [V]$ , por estar en cortocircuito; y cuando la tensión es  $V_{OC}$ , la corriente entregada vale  $I = 0 [A]$ , por estar los terminales a circuito abierto. Por tal motivo, en estos dos puntos de operación, la potencia eléctrica entregada por el panel es nula ( $P = V \cdot I$ ). Las curvas I-V (Figura 2.7.2.2) encontradas en los catálogos de características técnicas de módulos FV muestran los distintos puntos de operación del equipo. Existe un punto de la curva en el que el producto  $V \cdot I$  es máximo, entregando el panel la máxima potencia. Las coordenadas de dicho punto se denominan *Corriente para Potencia máxima* ( $I_{pm}$ ), y *Tensión para Potencia máxima* ( $V_{pm}$ ).

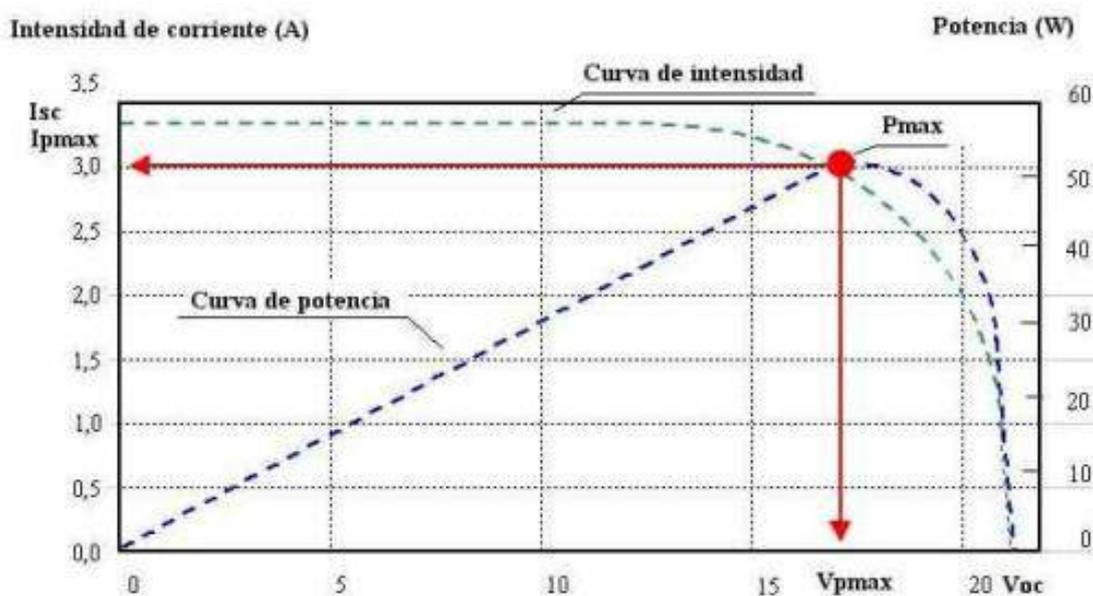


Figura 2.7.2.2 – Curvas I-V y de  $P_{MAX}$ . Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC®.

Las mismas curvas pueden ser representadas para distintos niveles de irradiancia solar [ $W/m^2$ ]. Sobre esta magnitud se ahondará en detalle en el apartado 2.7.3 del presente trabajo.

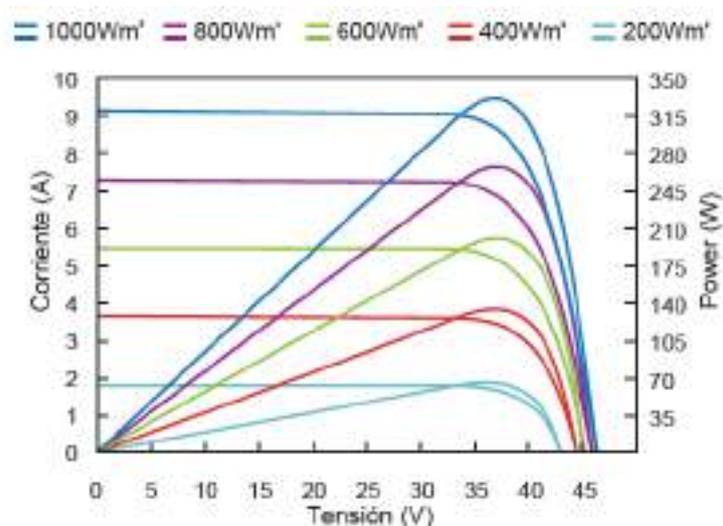


Figura 2.7.2.3 – Curvas I-V y  $P_{MAX}$  para distintas irradiancias [ $W/m^2$ ], a  $25^\circ C$ , para el panel SOLARTEC® SOL-6P-72-345-4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC®.

• **Factor de forma o de llenado FF:** se define como la razón entre la máxima potencia entregada por el panel y el producto entre corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto, como se indica en la Ecuación ( 2.7.2.1). Los valores típicos para el factor en cuestión varían entre 0,7 y 0,8.

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_{pm} \cdot V_{pm}}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (2.7.2.1)$$

• **Eficiencia  $\eta$ :** es la relación (por lo general expresada en porcentaje) entre la máxima potencia eléctrica entregada por la placa y la potencia de la radiación solar ( $P_r$ ) que incide sobre esta (Ecuación ( 2.7.2.2)).

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{P_r} = \frac{I_{pm} \cdot V_{pm}}{P_r} = \frac{(I_{SC} \cdot V_{OC}) \cdot FF}{P_r} \quad (2.7.2.2)$$

Si se deseara comparar diferentes paneles solares es necesario conocer la denominada “Potencia Nominal” de los mismos. Esta se expresa en Wp (Watts pico) y es una medida que indica cuánta energía puede producir dicha placa FV bajo condiciones estándares de prueba, a saber:

- Irradiancia de  $1000 W/m^2$ .
- Espectro solar de referencia de AM 1.5<sup>28</sup>.
- Temperatura de celda de  $25^\circ C$ <sup>29</sup>.

El modelo de panel solar utilizado fue el SOL-6P-72-3345-4BB de SOLARTEC®. Para ver la información técnica de estos, ver Anexo IV – Paneles solares: Hoja de datos técnicos.

<sup>28</sup> Define el tipo y color de la luz.

<sup>29</sup> La eficiencia de un panel solar disminuye significativamente cuando la temperatura de la celda aumenta.

### 2.7.3 Irradiancia solar, irradiación solar y horas solares pico

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 [ $W/m^2$ ]. Mientras que *irradiación* ( $\vec{H}$ ) se denomina a la energía proveniente del sol por unidad de superficie horizontal [ $kWh/m^2$ ]. 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, [ $kWh/m^2.dia$ ], mensual [ $kWh/m^2.mes$ ], o anual [ $kWh/m^2. año$ ]. 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 Figura 2.7.3.1 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 Ecuación ( 2.7.3.1).

$$\vec{H} = \int_{t_1}^{t_2} \vec{I}.dt \quad [Wh/m^2] \quad (2.7.3.1)$$

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  $1000 W/m^2$ , para que la energía solar recibida durante esas horas sea igual a la irradiación. Para conocer el valor de las PSH sabiendo el valor de la irradiación diaria, simplemente se debe dividir este último valor por  $1000 W/m^2$  como se indica en la Ecuación ( 2.7.3.2).

$$PSH = \frac{|\vec{H}|}{1000 W/m^2} \quad [h] \quad (2.7.3.2)$$

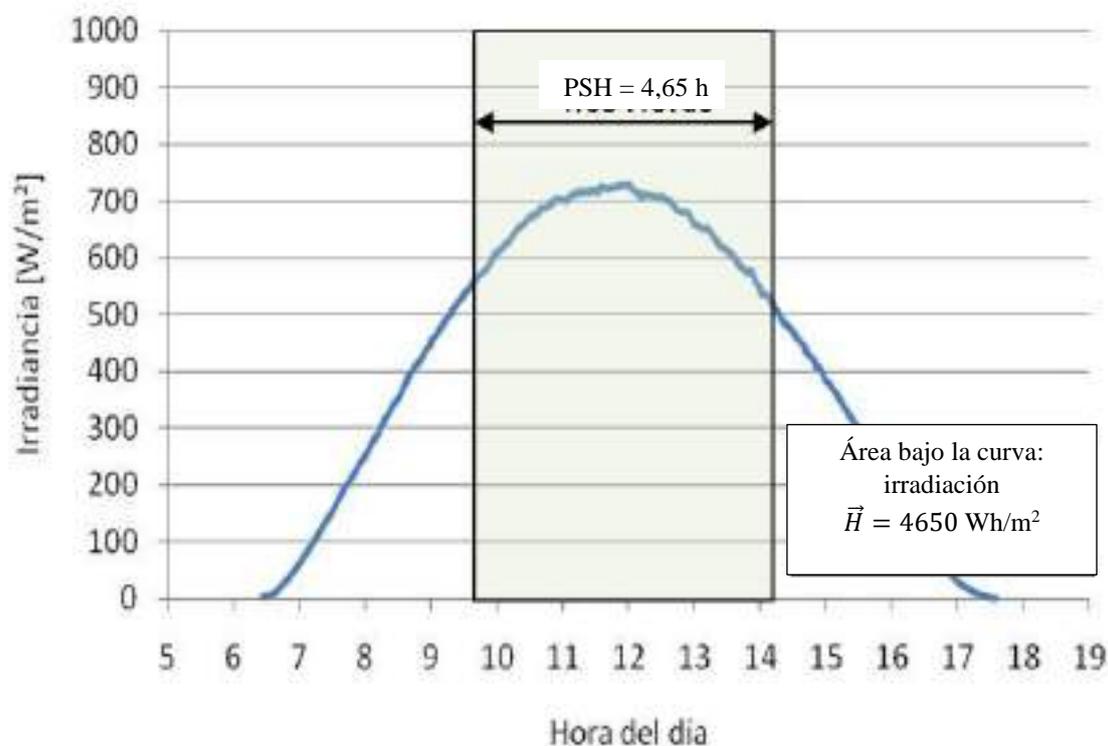


Figura 2.7.3.1 – Curva de irradiancia [ $W/m^2$ ] diaria. Representación de la irradiación en el plano horizontal [ $Wh/m^2$ ] y de las horas solares pico [PSH]. Fuente: elaboración propia.

#### 2.7.4 Obtención de la curva 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.

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 [17] en la cual se presentan mapas con el valor medio diario de irradiación global<sup>30</sup> sobre el plano horizontal, para los 12 meses del año. En la Figura 2.7.4.1 se aprecian los mapas correspondientes a los meses de enero y julio.

<sup>30</sup> Suma de la irradiación directa y la difusa.

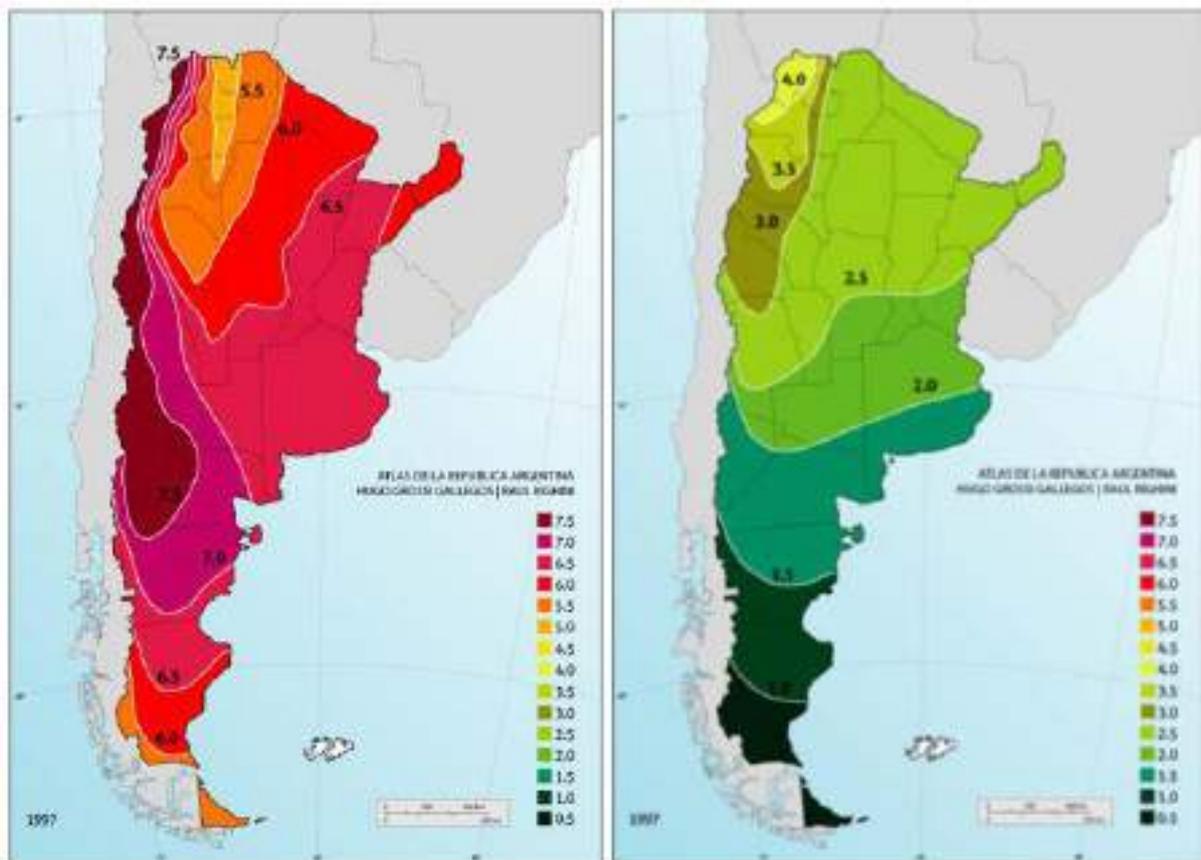


Figura 2.7.4.1 – Mapas de irradiación solar global media diaria en el plano horizontal [ $\text{kWh/m}^2$ ], para los meses de ENERO (izquierda) y JULIO (derecha). Fuente: [17].

Como puede verse 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 Figura 2.7.4.2 se aprecia la diferencia entre la inclinación máxima que alcanza el sol en verano y en invierno.

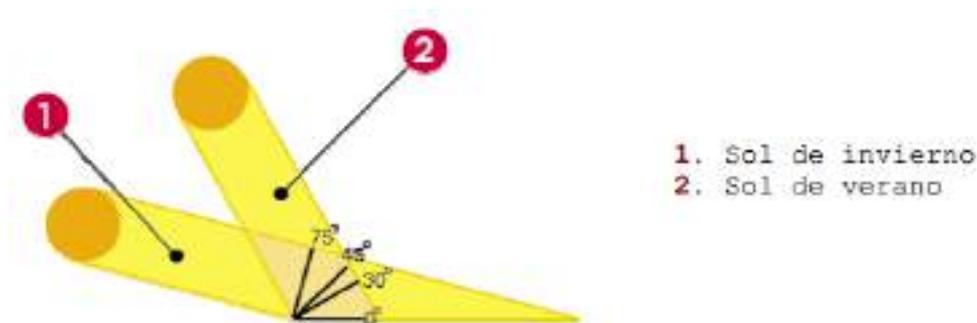


Figura 2.7.4.2 – Inclinación máxima alcanzada por el sol en verano y en invierno.

En la Tabla 2.7.4.1 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 2.7.4.1 – Irradiación global media diaria en el plano horizontal [ $kWh/m^2$ ] para la ciudad de Mar del Plata. Fuente: [17].

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 diaria de irradiación global en el plano horizontal.* Esta curva representa cómo varía, hora por hora, la irradiación a lo largo de un día promedio de cada mes del año (Figura 2.7.4.3 y Figura 2.7.4.4). En principio, la misma se obtuvo del sitio web SOLARGIS [18].

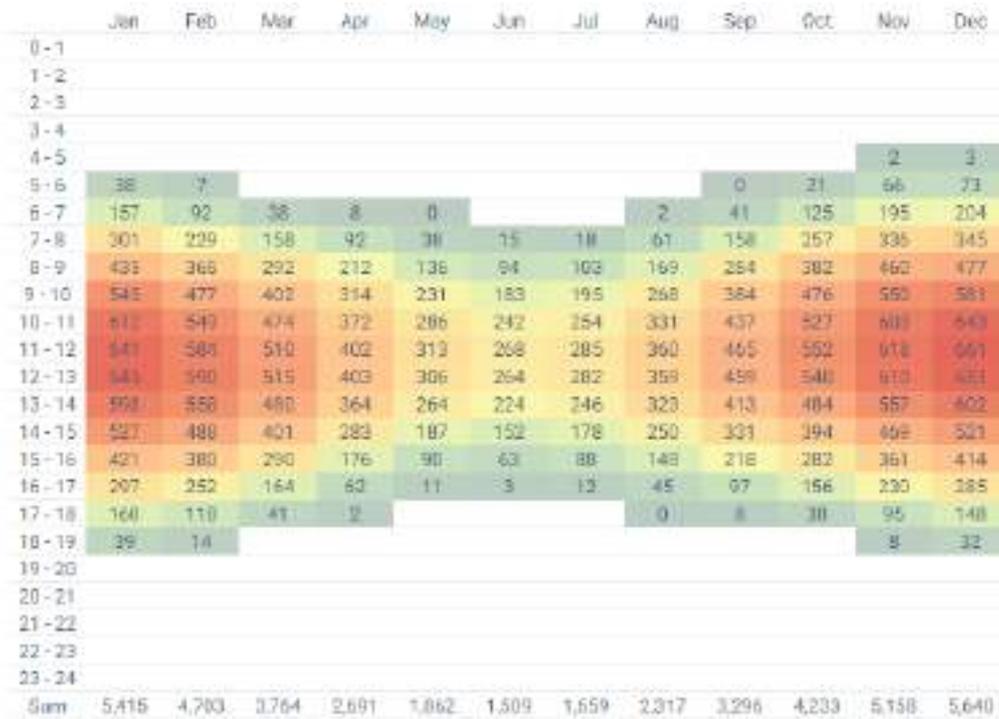


Figura 2.7.4.3 – Curva diaria de irradiación en el plano horizontal [ $Wh/m^2$ ]. Fuente: [18].

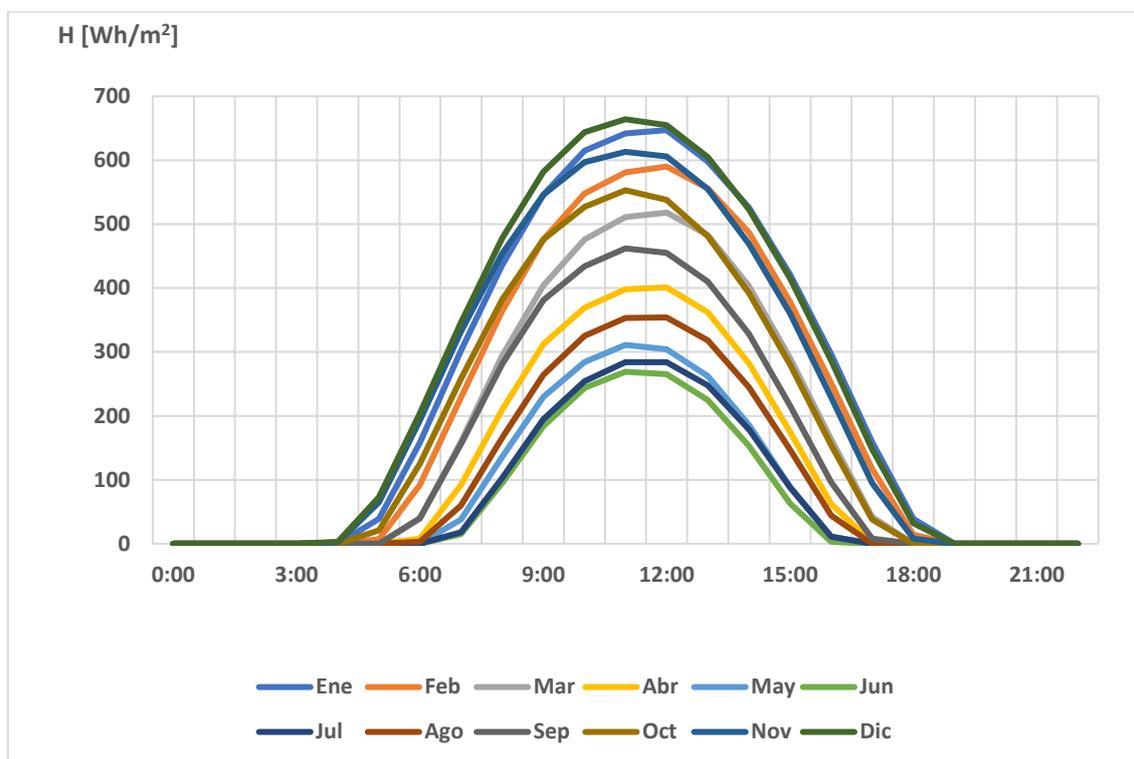


Figura 2.7.4.4 – Curva diaria de irradiación en el plano horizontal [Wh/m<sup>2</sup>], preliminar. Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, los valores de irradiación global media diaria (última fila en la Figura 2.7.4.3) difieren con los expuestos en la Tabla 2.7.4.1. Con el objetivo de utilizar datos de una fuente oficial (Tabla 2.7.4.1), se procedió a normalizar la curva, es decir, representarla en valores en por unidad (p.u.). Por lo tanto, se dividió cada valor de la curva por el total de irradiación diaria del mes correspondiente como se observa en la Ecuación ( 2.7.4.1).

$$H_{h,M} (p.u.) = \frac{H_{h,M}}{\sum H_{h,M}} \quad (2.7.4.1)$$

Dónde:

$H_{h,M}$ : irradiación en el plano horizontal, para la hora  $h$  y el mes  $M$ , [Wh/m<sup>2</sup>];

$H_{h,M} (p.u.)$ : irradiación en el plano horizontal, para la hora  $h$  y el mes  $M$ , en por unidad;

$\sum H_{h,M}$ : irradiación total en el plano horizontal, para el mes  $M$ , [Wh/m<sup>2</sup>].

Como resultado de obtuvo el conjunto de curvas de la Figura 2.7.4.5 que representan la irradiación global a cada hora en valores p.u. y para cada mes del año.

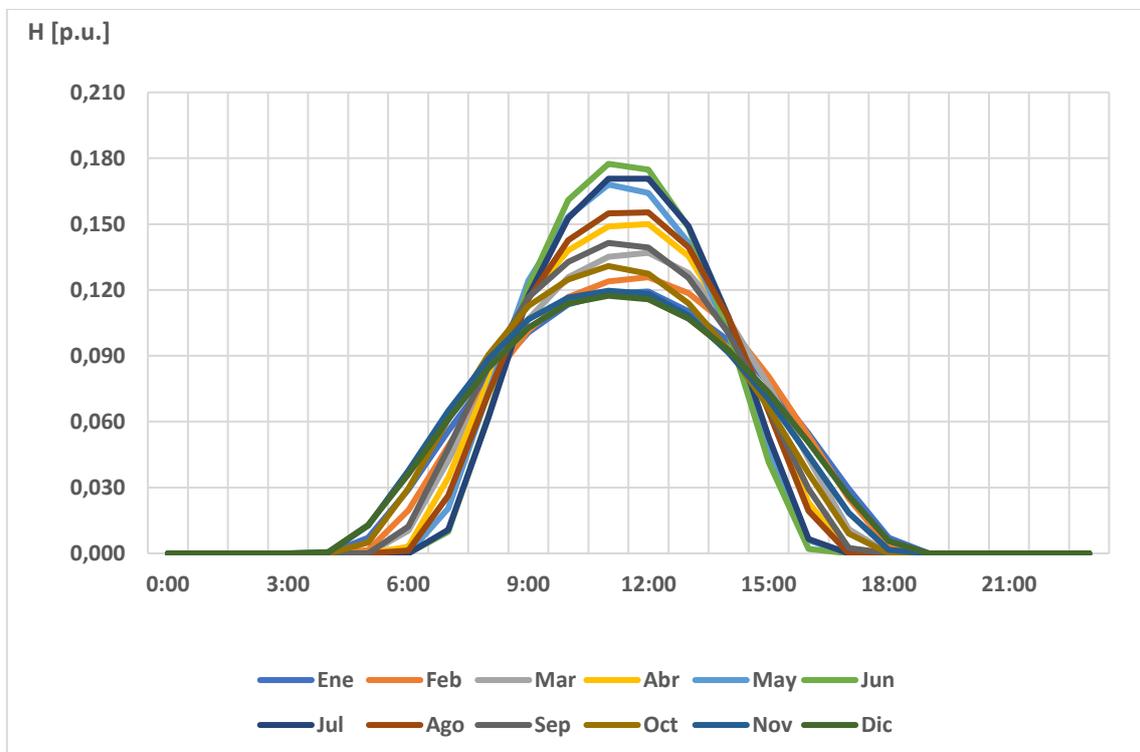


Figura 2.7.4.5 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal normalizada [p.u.]. Fuente: elaboración propia.

Por último, se multiplicó cada valor de la curva resultante por los valores de irradiación global media diaria en el plano horizontal extraídos de la Guía del Recurso Solar, es decir, los listados en la Tabla 2.7.4.1, obteniéndose los valores listados en la Tabla 2.7.4.2 y la familia de curvas de la Figura 2.7.4.6.

Tabla 2.7.4.2 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>]. 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	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6:00:00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7:00:00	0,362	0,269	0,169	0,105	0,041	0,015	0,018	0,086	0,167	0,305	0,389	0,397
8:00:00	0,522	0,427	0,311	0,238	0,147	0,094	0,093	0,182	0,301	0,452	0,552	0,549
9:00:00	0,654	0,558	0,427	0,350	0,249	0,182	0,176	0,290	0,508	0,563	0,659	0,669
10:00:00	0,737	0,643	0,503	0,414	0,307	0,241	0,229	0,357	0,665	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	0,695	0,654	0,718	0,763
12:00:00	0,775	0,697	0,548	0,450	0,328	0,262	0,256	0,388	0,687	0,637	0,710	0,752
13:00:00	0,737	0,652	0,511	0,406	0,288	0,223	0,224	0,349	0,439	0,569	0,650	0,695
14:00:00	0,639	0,571	0,426	0,316	0,201	0,153	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	0,082	0,079	0,181	0,231	0,331	0,422	0,477
16:00:00	0,355	0,294	0,172	0,070	0,032	0,033	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	0,045	0,111	0,170
18:00:00	0,047	0,036	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	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	5,70	4,00	3,00	2,00	1,30	1,50	1,50	1,50	3,50	5,00	6,00

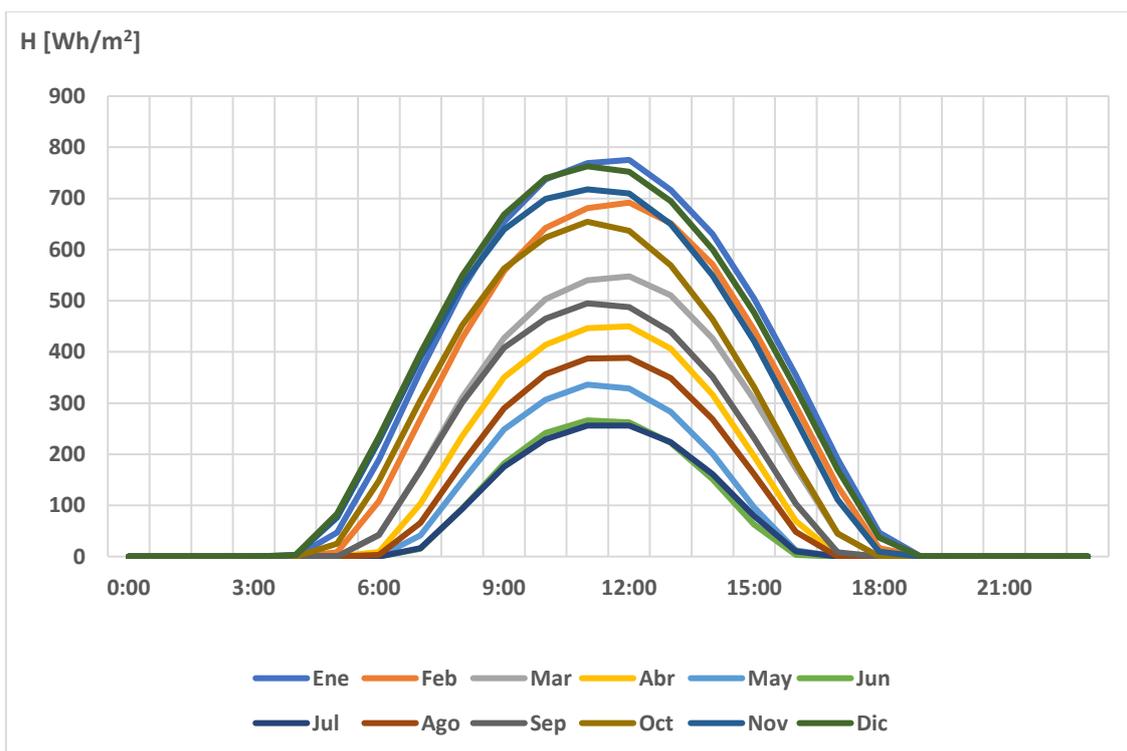


Figura 2.7.4.6 - Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [Wh/m<sup>2</sup>]. Fuente: elaboración propia.

Cabe destacar que estas curvas son comunes para todos los usuarios-generadores, ya que no dependen de las características constructivas de cada vivienda, porque son valores obtenidos para el plano horizontal.

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  $90^\circ$  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.*

Se define como *inclinación* de una placa solar,  $\beta$ , (Figura 2.7.4.7) al ángulo que se forma entre este 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  $\beta = 30^\circ$ .

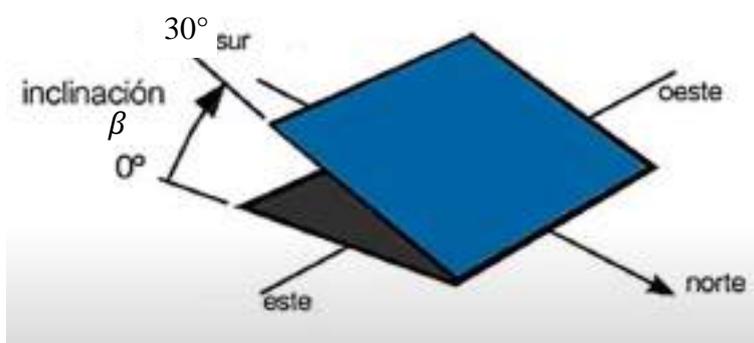


Figura 2.7.4.7 – Inclinación de una placa solar. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, la *orientación* de un panel solar,  $\gamma$ , (Figura 2.7.4.8) es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del panel y el meridiano del lugar. En otras palabras, es el ángulo acimut, es decir, el apartamiento de la placa respecto al norte. Para el trabajo se consideraron dos valores de orientación que contemplaban la gran mayoría de las viviendas, debido a la disposición de la cuadrícula urbana respecto al norte (ver Figura 2.7.4.9). Estos fueron:  $\gamma_1 = +35^\circ$  y  $\gamma_2 = -55^\circ$ .

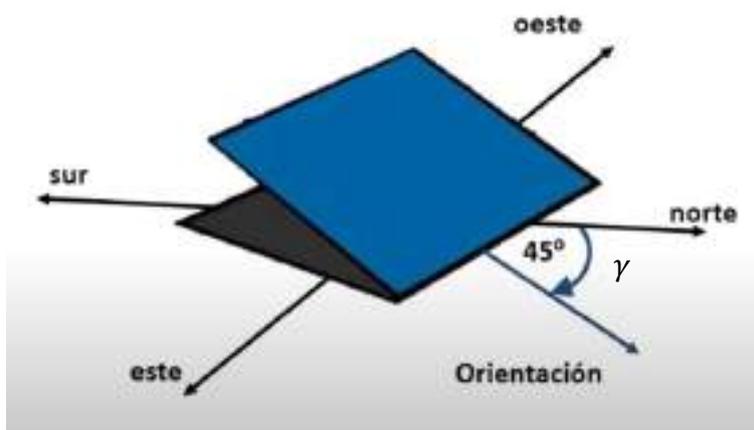


Figura 2.7.4.8 – Orientación de una placa solar (acimut). Fuente: elaboración propia.



Figura 2.7.4.9 – 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 en el paso 3) es de notar que la irradiación que incide sobre las placas solares no es la que llega al plano horizontal, mencionada en los pasos 1) y 2), sino que fue necesario corregir los valores de la curva diaria (Figura 2.7.4.6) para obtener el dato de irradiación que realmente llega al plano inclinado y orientado de la superficie del panel.

La Guía del Recurso Solar [17] 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 como en la Ecuación ( 2.7.4.2):

$$R_{\beta,\gamma} = \frac{H_{\beta,\gamma}}{H} \quad (2.7.4.2)$$

Dónde:

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

$H_{\beta,\gamma}$ : módulo de la irradiación en el plano inclinado y orientado [ $\text{kWh}/\text{m}^2$ ];

$H$ : módulo de la irradiación en el plano horizontal [ $\text{kWh}/\text{m}^2$ ].

Las tablas de transposición para cada provincia son 5: una para cada valor de acimut, desde  $0^\circ$  hasta  $\pm 60^\circ$  con intervalos de  $15^\circ$ . Por lo tanto, se utilizaron las tablas con los valores de  $\gamma$  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 2.7.4.3) y acimut  $\pm 60^\circ$

(Tabla 2.7.4.4). 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 2.7.4.3 - Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de  $\pm 30^{\circ}$ .  
Fuente: [17].

TABLA 3 - $R = H_{\text{FH}}$ Latitud = $36^{\circ}34'$		Localidad : Santa Rosa Aero											Provincia : La Pampa
Acimut = $\pm 30^{\circ}$													
$\beta^{\circ}$	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	0,98	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 2.7.4.4 - Factores de corrección de la irradiación en el plano horizontal para un acimut de  $\pm 60^\circ$ .  
Fuente: [17].

TABLA 5 -  $R = H_T/H$  Latitud =  $36^\circ 34'$  Localidad : Santa Rosa Aero Provincia : La Pampa  
Acimut =  $+60^\circ$

$\beta^\circ$	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	1,08	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	1,18	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	0,98	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

Como puede intuirse, el factor de corrección 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 cuántos paneles se instalarían en cada vivienda. Para esto, se tuvieron en cuenta tres criterios y se eligió la cantidad de placas que resultó menor entre ellos.

*Criterio I:* con la ayuda de la herramienta geográfica Google Earth se inspeccionó<sup>31</sup> 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 Figura 2.7.4.10 se observa cómo se hizo uso de las herramientas proporcionadas por la aplicación para el cálculo de la superficie disponible sobre el techo de una casa en particular.

<sup>31</sup> Mediante esta inspección, además, se determinó el acimut de cada usuario-generador.

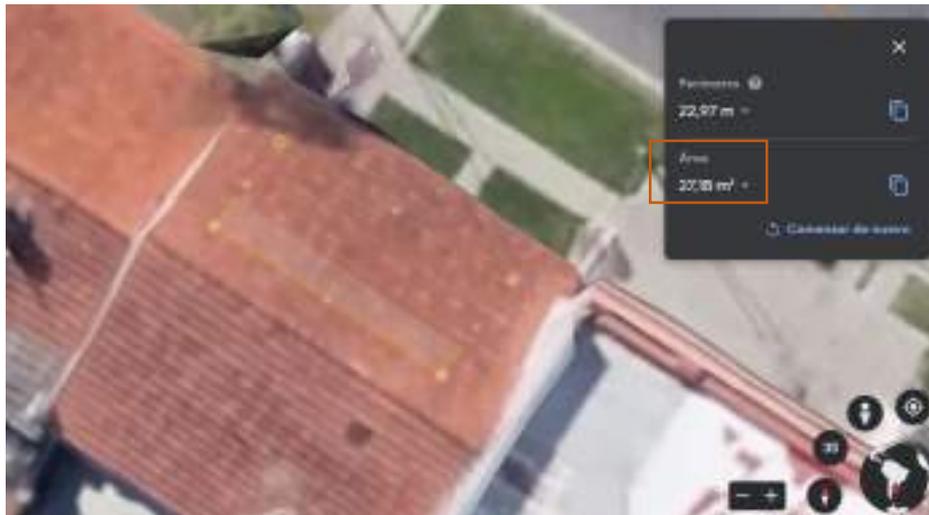


Figura 2.7.4.10 – Determinación de la superficie disponible en el techo de una vivienda, mediante herramientas de Google Earth. Fuente: elaboración propia.

Además, sabiendo las dimensiones de la placa, brindadas por el fabricante en la hoja de datos, es posible determinar la cantidad máxima de paneles a instalar con este criterio (ver Ecuación (2.7.4.3)).

$$N_{C1} = \frac{S_{disp}}{S_{placa}} \quad (2.7.4.3)$$

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 [ $m^2$ ];

$S_{placa}$ : superficie de cada placa solar ( $1,94m^2$ , ver Figura 2.7.4.11).

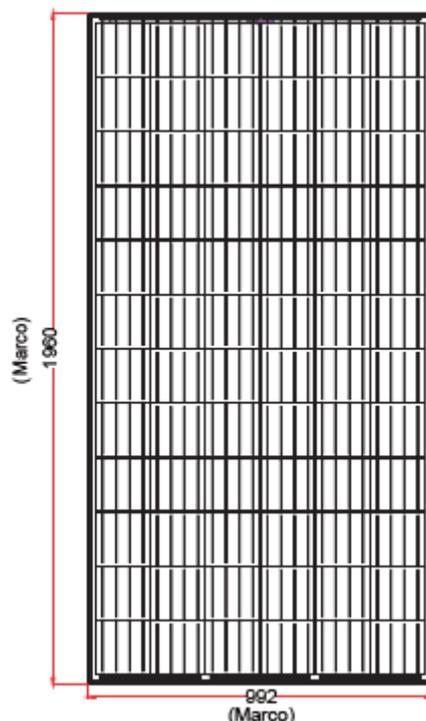


Figura 2.7.4.11 – Dimensiones (en mm) de la placa solar utilizada: SOL-6P-72-345-4BB. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.

**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 consumida por el usuario anualmente.

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 2.7.4.5) genera anualmente 425kWh de energía eléctrica (ver Anexo V – Energía anual generada por un único panel).

Tabla 2.7.4.5 – Características técnicas de las placas solares utilizadas. Fuente: catálogo del fabricante SOLARTEC ®.

Modelo:	SOL-6P-72-XXX-4BB, XXX = Potencia Nominal $P_{nom}$ [W]					
Potencia máxima [P <sub>max</sub> ]	320	325	330	335	340	345
Tolerancia**	-3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Tensión en P <sub>max</sub> [V <sub>pm</sub> ]	38.00	38.06	38.11	38.25	38.42	38.60
Corriente en P <sub>max</sub> [I <sub>pm</sub> ]	8.42	8.54	8.66	8.76	8.85	8.94
Tensión de circuito abierto [V <sub>oc</sub> ]	45.50	46.00	46.20	46.40	46.70	47.10
Corriente de cortocircuito [I <sub>sc</sub> ]	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/m<sup>2</sup> Irradiación, 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/m<sup>2</sup> de irradiación, 25°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad de viento.

Los 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 Ecuación ( 2.7.4.4):

$$N_{C2} = \frac{E_{cons}}{E_{FV}} \quad (2.7.4.4)$$

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 [3] 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 Ecuación ( 2.7.4.5):

$$N_{C3} = \frac{P_{cont}}{P_p} \quad (2.7.4.5)$$

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 [19];

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

Finalmente, la cantidad de paneles ( $N_p$ ) a instalar fue la menor entre las calculadas para cada criterio (Ecuación ( 2.7.4.6)).

$$N_p = \min(N_{C1}; N_{C2}; N_{C3}) \quad (2.7.4.6)$$

5) *Rendimiento de la instalación*. Este está determinado prácticamente por el rendimiento del inversor. Como todo equipo eléctrico/electrónico posee pérdidas en su operación normal. Estas pérdidas varían levemente con la potencia a la que se encuentre trabajando el equipo, pero se ven altamente afectadas por la latitud del lugar y la temperatura de operación de los módulos FV. El Manual de GD del Gobierno [11] propone la utilización de los factores de

corrección (FS) listados en la Tabla 2.7.4.6, con el objetivo de tener en cuenta el rendimiento del inversor.

Tabla 2.7.4.6 – Factores de corrección para tener en cuenta el rendimiento del equipo inversor. Fuente: [11].

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

Debido a 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, para cada hora del día y para cada mes del año, mediante la Ecuación ( 2.7.4.7).

$$\begin{aligned}
 E_{h,M} &= FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot PSH = FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot \frac{H_{\beta,\gamma,h,M}}{1 \text{ kW/m}^2} = \\
 &= FS \cdot N_p \cdot P_p \cdot \frac{H_{h,M} \cdot R_{\beta,\gamma,M}}{1 \text{ kW/m}^2} \quad [Wh]
 \end{aligned}
 \tag{2.7.4.7}$$

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/m<sup>2</sup>];

$H_{h,M}$ : irradiación en el plano horizontal para la hora  $h$  en el mes  $M$  [kWh/m<sup>2</sup>];

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

Para clarificar este punto, ver ejemplo en el apartado 2.7.5. 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/m<sup>2</sup> incide sobre él. Para el caso de estudio, los paneles utilizados tienen una potencia pico de 345Wp (como se indica en la Tabla 2.7.4.5). Por otro lado, las horas solares pico representan la cantidad de horas durante las cuales debe existir una hipotética irradiancia constante de 1 kW/m<sup>2</sup>, para que la energía solar recibida durante esas horas sea igual a la irradiación en el plano de interés.

7) *Carga de curvas en el entorno de DIGSILENT*. La ecuación ( 2.7.4.7) representa la curva de potencia entregada a cada hora del día, para cada mes, por cada usuario-generador. Sin embargo, dicha curva se desdobló en dos al ser cargada en el software. Como se mencionó en el paso 2), la curva diaria de irradiación en el plano horizontal (representada por el factor  $H_{h,M}$

en la ecuación ( 2.7.4.7)) 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 frecuencia horaria se cargó a todos los usuarios-generadores en el entorno (Figura 2.7.4.12).

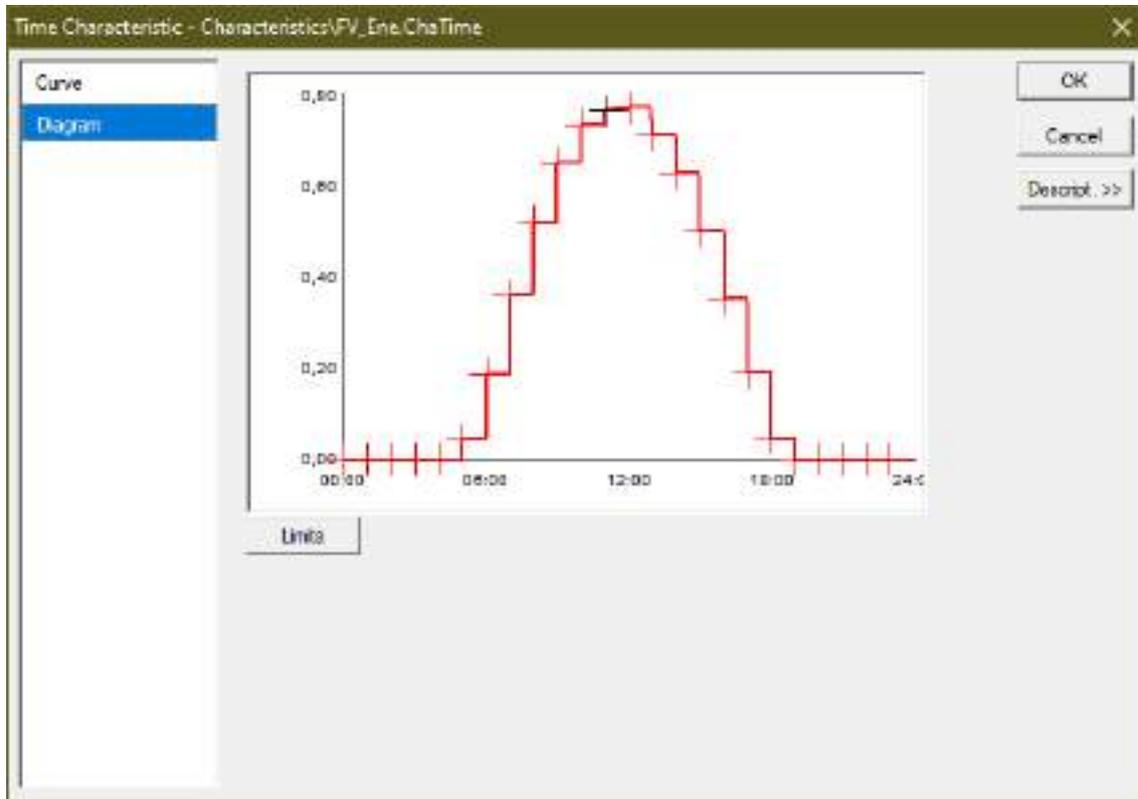


Figura 2.7.4.12 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal para el mes de enero [ $\text{kWh/m}^2$ ].  
Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, se cargó una curva con frecuencia mensual (Figura 2.7.4.13), la cual tiene en cuenta los demás factores de la ecuación, que son exclusivos para cada usuario-generador: potencia pico de la instalación FV ( $N_p \cdot P_p$ ), factor de corrección por inclinación y orientación para cada mes ( $R_{\beta,\gamma,M}$ ).

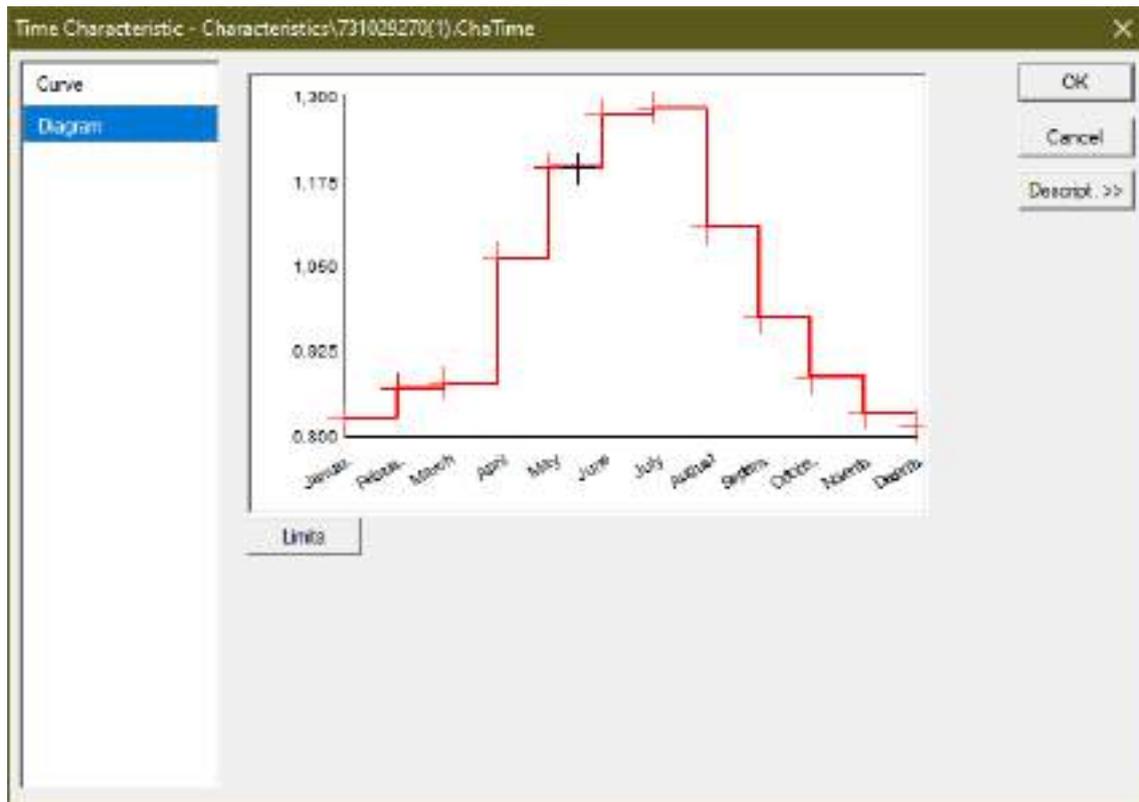


Figura 2.7.4.13 – Curva característica de un usuario en particular, teniendo en cuenta potencia pico de la instalación FV y el factor de corrección por inclinación y orientación [kWh]. Fuente: elaboración propia.

### 2.7.5 Ejemplo de obtención de un valor instantáneo de la curva de generación FV

Este ejemplo busca aclarar cómo el programa obtiene los valores de energía FV generada en una hora determinada ( $E_{h,M}$ ) por un usuario en particular (ID del usuario: 730059544), 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 2.7.5.1 el valor de irradiación global en el plano horizontal para un día del mes de mayo a las 11:00 es  $H = 0,336 kWh/m^2$ .

Tabla 2.7.5.1 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>]. 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

La curva completa para un día de mayo queda representada en el gráfico de la Figura 2.7.5.1

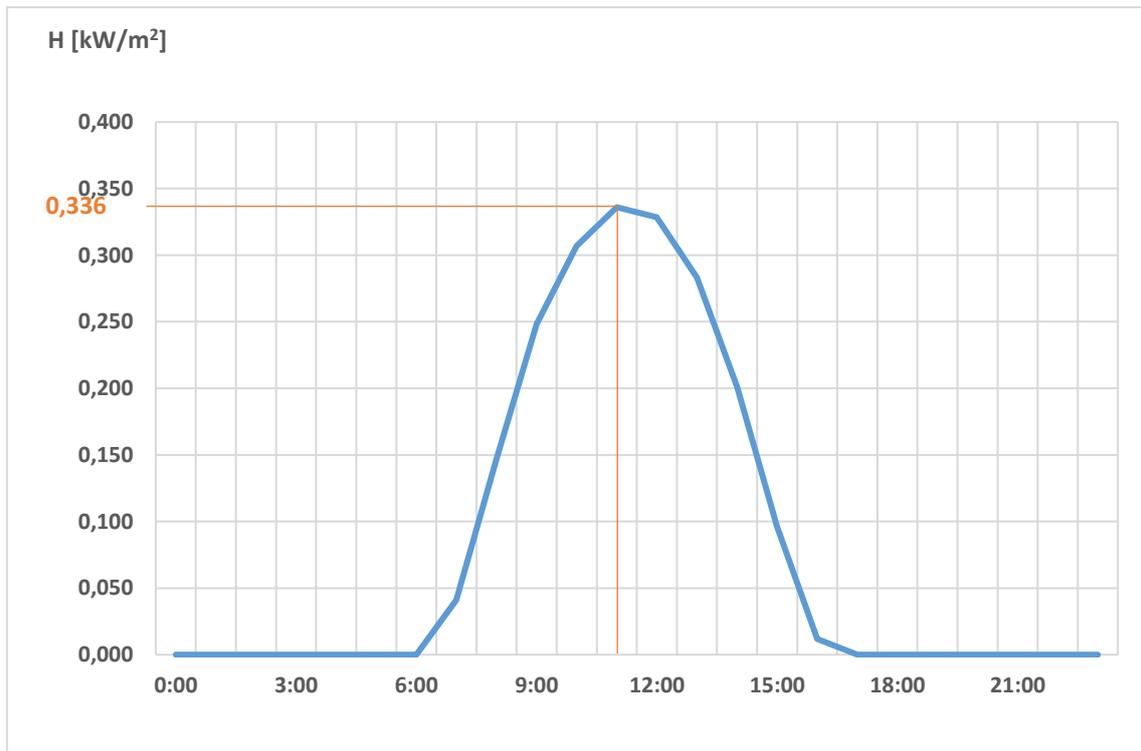


Figura 2.7.5.1 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

Esta curva es común para todos los usuarios-generadores debido a que se trata de la irradiancia que llega al plano horizontal a lo largo de un día. Esta curva, en el entorno de DIGSILENT se representó como se observa en la Figura 2.7.5.2. Se puede observar y verificar el valor correspondiente para las 11:00.

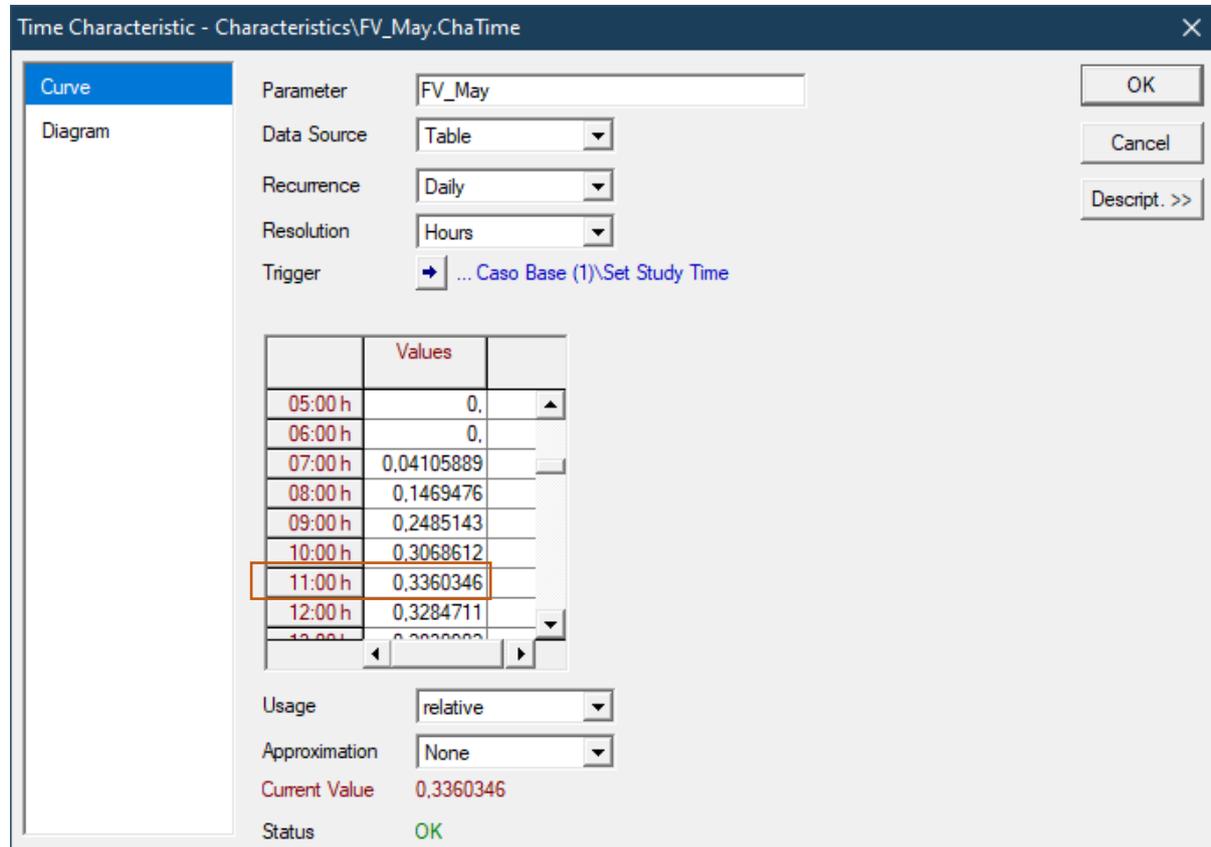


Figura 2.7.5.2 – Curva diaria de irradiancia global en el plano horizontal [kW/m<sup>2</sup>] para el mes de mayo. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, como puede verse en la Figura 2.7.5.3, el techo de la vivienda tiene una orientación con respecto al norte de  $\gamma = +35^\circ$ . Por lo tanto, el factor de corrección se extrajo de la Tabla 2.7.4.3, que para el mes de mayo es  $R = 1,36$ .

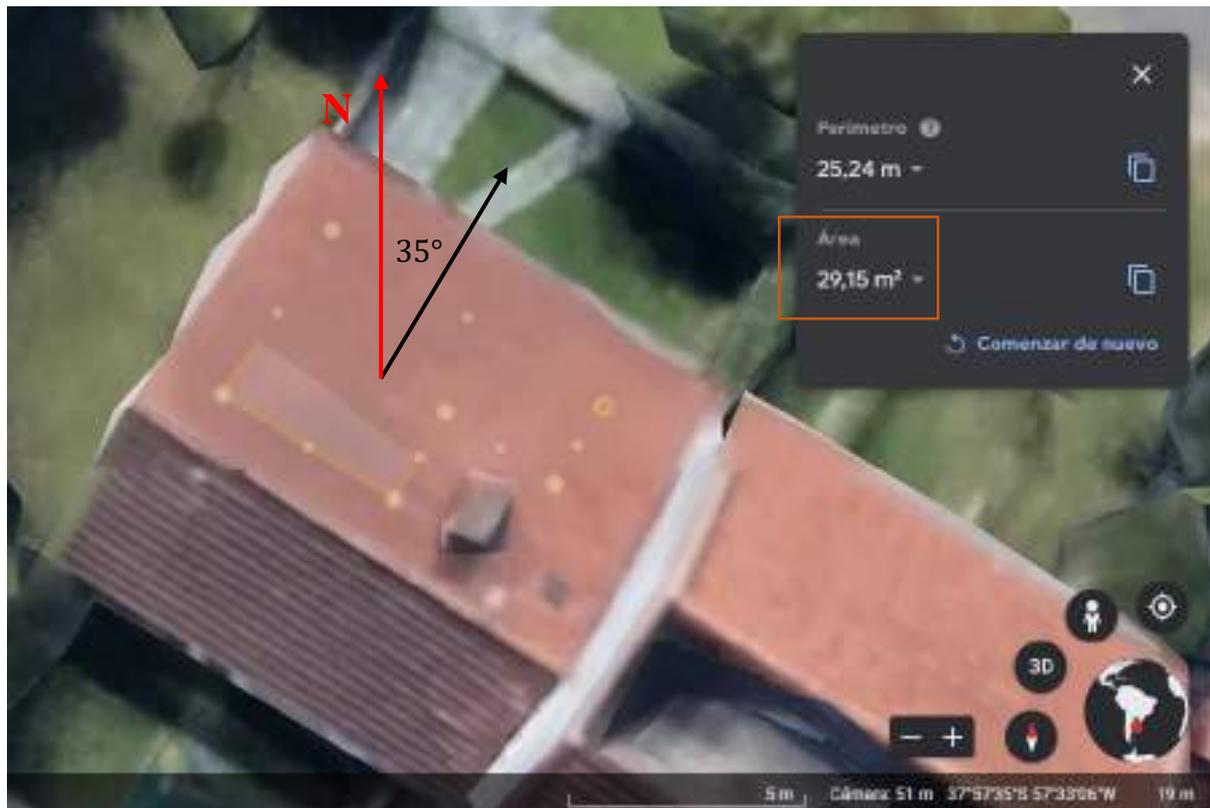


Figura 2.7.5.3 – Orientación del techo y medición de superficie disponible del usuario 730059544. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, también en la Figura 2.7.5.3 se observa que la superficie disponible para la instalación FV es de aproximadamente  $S_{disp} = 29m^2$ . Por lo mencionado en el punto 4) del apartado anterior, la cantidad de placas solares a instalar según el *Criterio 1* se determinó mediante la ecuación ( 2.7.4.3):

$$N_{C1} = \frac{S_{disp}}{S_{placa}} = \frac{29m^2}{1,94m^2} \cong 14 \text{ placas}$$

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 ecuación ( 2.7.4.4).

$$N_{C2} = \frac{E_{cons}}{E_{FV}} = \frac{1238 \text{ kWh/año}}{425 \text{ kWh/año}} \cong 2 \text{ placas}$$

La cantidad de paneles a instalar considerando el *Criterio 3* surgió de aplicar la ecuación ( 2.7.4.5). 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.

$$N_{C3} = \frac{P_{cont}}{P_p} = \frac{10 \text{ kW}}{0,345 \text{ kW}} \cong 28 \text{ placas}$$

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

$$N_p = \min(N_{C1}; N_{C2}) = \min(14; 2) = 2 \text{ placas}$$

Finalmente, la segunda característica cargada 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:

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

Este valor puede encontrarse en la Figura 2.7.5.4, la cual muestra cómo fue cargada la característica de generación FV que tiene en cuenta únicamente parámetros propios de cada usuario-generador, para cada mes del año.

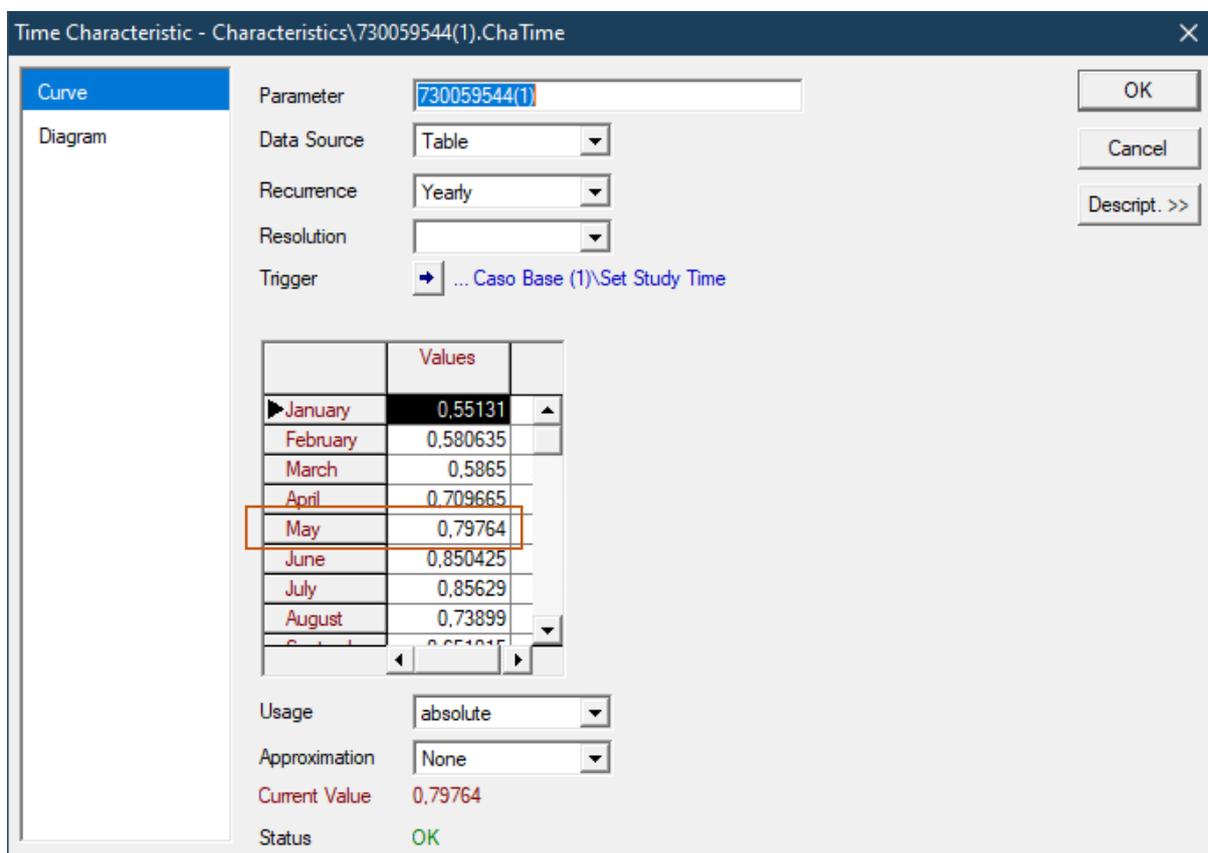


Figura 2.7.5.4 – Característica mensual que tiene en cuenta parámetros propios del usuario-generador 730059544. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, el software internamente realiza la multiplicación de ambas características (Figura 2.7.5.5) para obtener el valor actual correspondiente a la fecha y hora seleccionadas.

	Characteristic Cha*	Unit	Active	Trigger Active	Current Value
1	730059544(1)	Months	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0,79764 kW
2	Perfil Generacion FV Diaria x	Hours	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0,336035 p.u.

Actual Value  
0,268 kW

Figura 2.7.5.5 – 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 Figura 2.7.5.6 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.

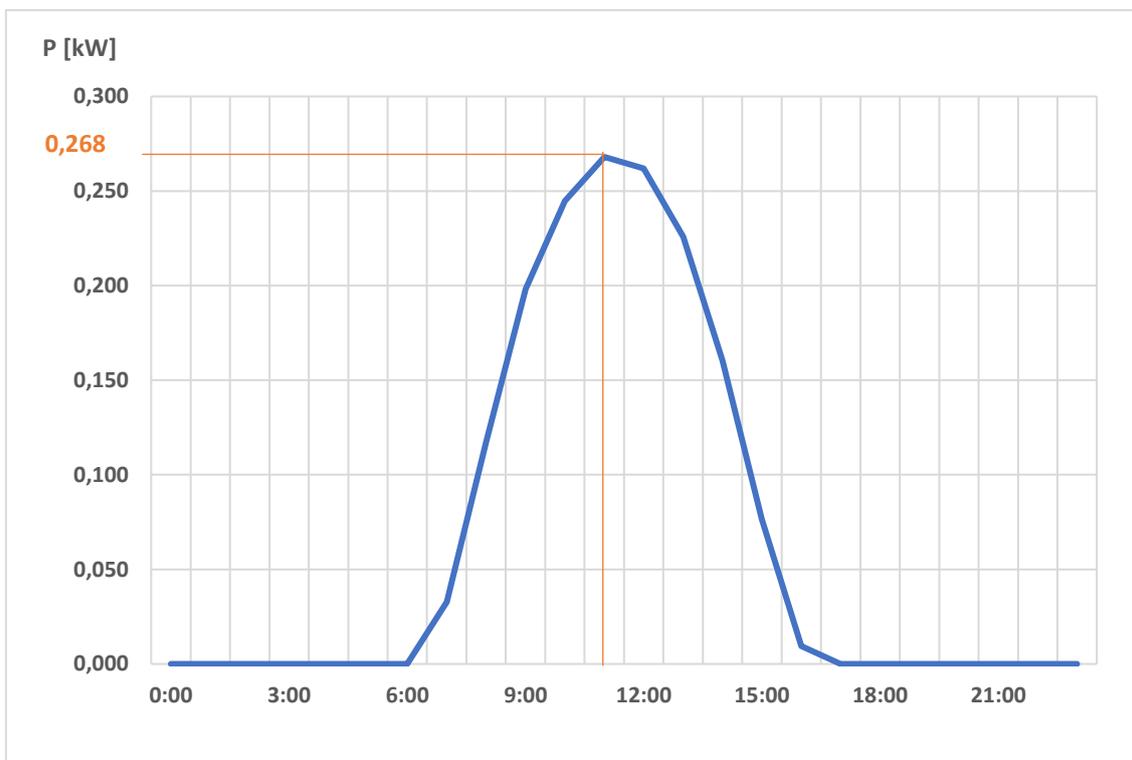


Figura 2.7.5.6 – Curva diaria de potencia FV generada por el usuario-generador 730059544, en mayo. Fuente: elaboración propia.

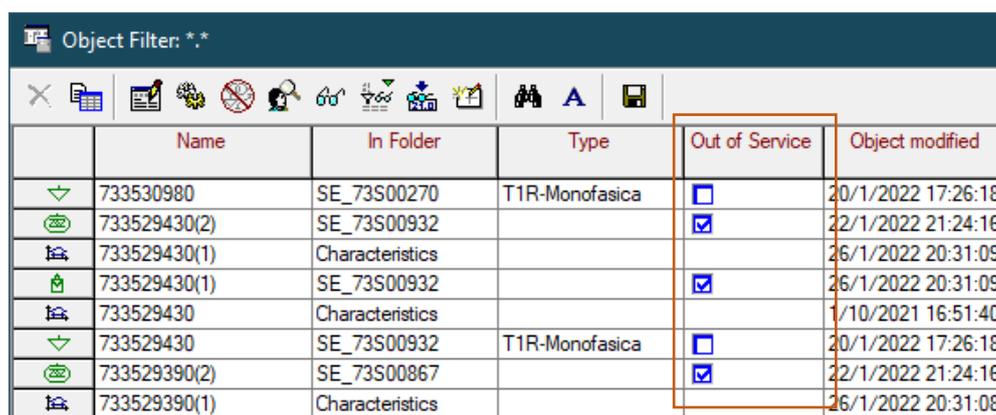
De esta manera queda explicado el paso a paso genérico que se siguió para la obtención de la curva de generación diaria para cada usuario-generador, reflejando el procedimiento en un ejemplo concreto para un usuario-generador en particular, con el objetivo de clarificar cada paso.

## 2.8 Escenarios de demanda y de generación FV

A continuación, se expone cómo fueron definidos los diferentes escenarios con distinto nivel de inserción FV, y cómo se materializó tal hecho en el entorno del programa de simulación. Por otro lado, también se describe cada una de las variables analizadas en las simulaciones para entender a qué hace referencia cada una de ellas.

### 2.8.1 Escenarios en el entorno de DigSILENT

Si bien la red se modeló con todos los elementos tal como se expuso en el apartado 2.5, el software permite definir diferentes escenarios. Todos ellos tienen la misma topología de la red, pero en cada uno es posible modificarle a los elementos gráficos (cargas, paneles, transformadores, etc.) ciertos parámetros como, por ejemplo, que estén activos o no en el escenario actual (*Out of Service*, Figura 2.8.1.1).



	Name	In Folder	Type	Out of Service	Object modified
▼	733530980	SE_73S00270	T1R-Monofasica	<input type="checkbox"/>	20/1/2022 17:26:18
🔌	733529430(2)	SE_73S00932		<input checked="" type="checkbox"/>	22/1/2022 21:24:16
🔌	733529430(1)	Characteristics			26/1/2022 20:31:09
🏠	733529430(1)	SE_73S00932		<input checked="" type="checkbox"/>	26/1/2022 20:31:09
🔌	733529430	Characteristics			1/10/2021 16:51:40
▼	733529430	SE_73S00932	T1R-Monofasica	<input type="checkbox"/>	20/1/2022 17:26:18
🔌	733529390(2)	SE_73S00867		<input checked="" type="checkbox"/>	22/1/2022 21:24:16
🔌	733529390(1)	Characteristics			26/1/2022 20:31:08

Figura 2.8.1.1 – 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 inyectándose a ella. Por lo tanto, todos los elementos *PV System* 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 inyección de energía de origen fotovoltaico a la red 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. El objetivo fue poder analizar y comparar con el Escenario Base el comportamiento de la red para niveles bajos, medios y altos de inyección de energía eléctrica FV.

Los porcentajes definidos fueron 20%, 40%, 60%, 80% y 100% con respecto a los 3599 sistemas FV digitalizados. En el último escenario, todos los sistemas FV se encontraban habilitados en el entorno del programa. Para 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 objetivo, se dejaron activos, en forma aleatoria,  $k$  de cada 5 sistemas FV consecutivos en el diagrama topológico, donde el valor de  $k$  depende del escenario considerado, según la Tabla 2.8.1.1.

Tabla 2.8.1.1 – 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 Figura 2.8.1.2 se presenta una ventana de DIGSILENT en donde se listan los 6 escenarios creados en el entorno.

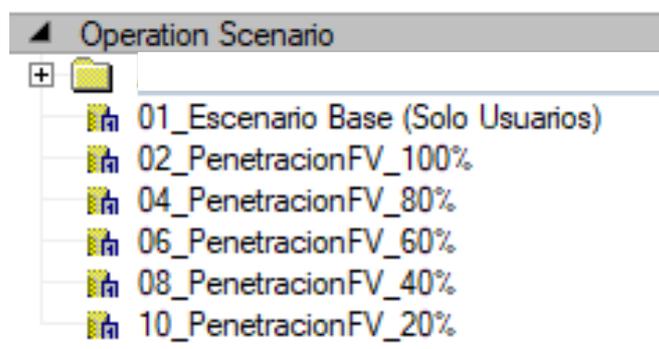


Figura 2.8.1.2 – Lista de escenarios en DIGSILENT. Fuente: elaboración propia.

## 2.8.2 Variables analizadas

Al momento de realizar las simulaciones cuasi dinámicas se decidió monitorear 24 variables para cada uno de los 17 *Feeders* definidos anteriormente (ver 2.5.6 *Feeders*). Del total de variables monitoreadas, diez de ellas 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:
$$\text{Losses} = \text{Losses}(\text{load}) + \text{Losses}(\text{no load})$$
$$\text{Losses} = \text{Line Losses} + \text{Transformer Losses}$$
- *Minimum Voltage [pu]*: mínima tensión en cualquiera de los terminales incluidos en el Feeder.
- *Maximum Voltage [pu]*: máxima 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 14 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, Figura 2.8.2.1):

- *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:LossEIne=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
```

Figura 2.8.2.1 – Ejemplo de una caja de resultados con las 14 variables no dependientes del tiempo, monitoreadas durante una simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

### 2.8.3 Simulación cuasi dinámica y archivo de resultados

Se realizó una simulación cuasi dinámica para cada uno de los 6 escenarios definidos. El período de simulación fue desde las 0:00hs del 1/1/2019 hasta las 23:30hs del 31/12/2019, con una frecuencia (*Step*, Figura 2.8.3.1) de 30 min. Es decir, el programa realizó flujos de carga a intervalos de 30 minutos, durante un año calendario, es decir, 17520 flujo de carga. En cada uno 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.

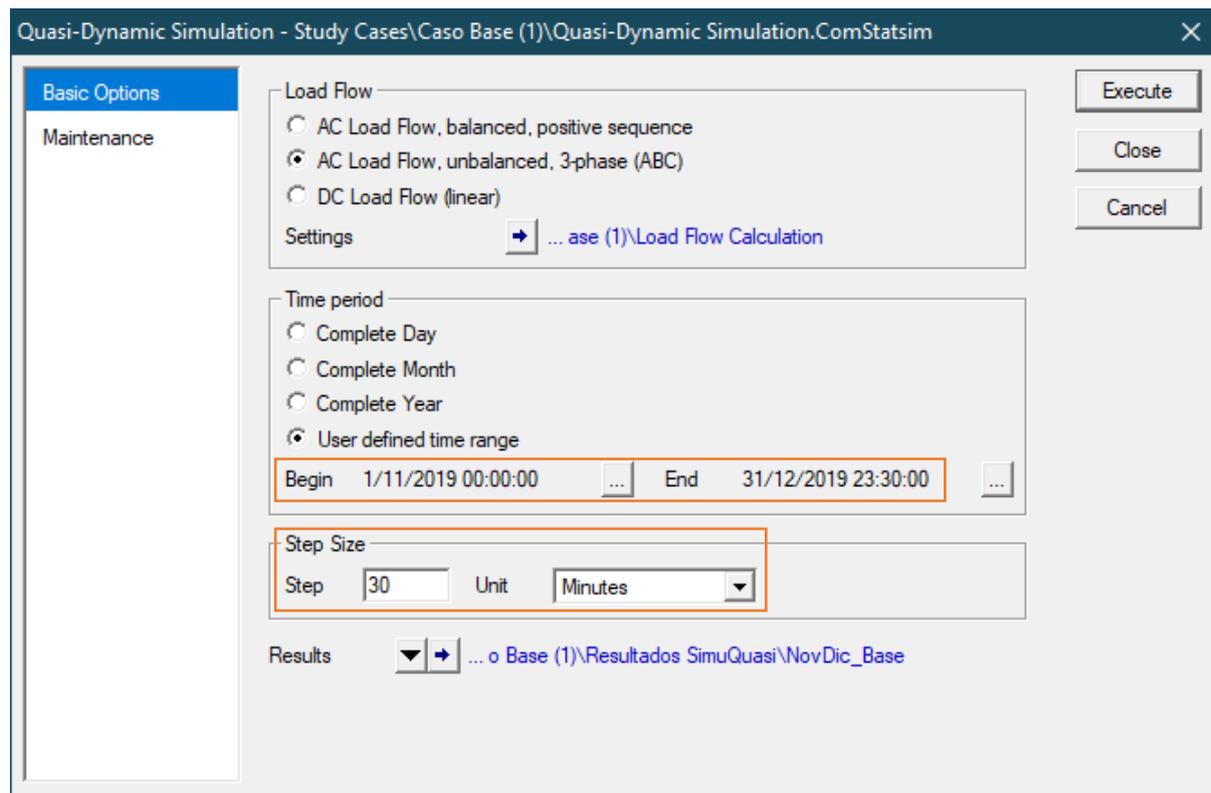


Figura 2.8.3.1 – Panel de configuración de la simulación cuasi dinámica. Fuente: elaboración propia.

En la Tabla 2.8.3.1 se muestran, a modo de ejemplo, únicamente los doce primeros datos del archivo de resultados obtenido para la simulación del escenario base, y se incluyen solamente las variables del Feeder principal.

Tabla 2.8.3.1 – Extracto del archivo de resultados para el escenario base. Fuente: elaboración propia.

Fecha	Hora	Losses in W FeederPPAL _MT	Losses (load) in W FeederPPAL _MT	Losses (no load) in W FeederPPAL _MT	Line Losses in W FeederPPAL _MT	Transformer Losses in W FeederPPAL _MT	Minimum Voltage in p.u. FeederPPAL _MT	Maximum Voltage in p.u. FeederPPAL _MT	Generation, Active Power in W FeederPPAL _MT	Total Load, Active Power in W FeederPPAL _MT
1/1/2019	00:00	78.211,41	66.073,31	12.138,11	56.117,42	22.094,00	0,900	1,00	0,00	1.402.281,22
1/1/2019	00:30	74.030,93	61.878,30	12.152,63	52.546,88	21.484,05	0,903	1,00	0,00	1.358.810,99
1/1/2019	01:00	69.411,18	57.241,87	12.169,30	48.601,42	20.809,75	0,906	1,00	0,00	1.308.738,56
1/1/2019	01:30	65.077,49	52.891,89	12.185,60	44.900,53	20.176,96	0,910	1,00	0,00	1.259.626,62
1/1/2019	02:00	60.661,42	48.458,48	12.202,94	41.129,50	19.531,92	0,914	1,00	0,00	1.207.211,13
1/1/2019	02:30	58.361,22	46.148,92	12.212,30	39.165,41	19.195,81	0,916	1,00	0,00	1.178.770,05
1/1/2019	03:00	54.709,92	42.482,24	12.227,68	36.047,70	18.662,22	0,919	1,00	0,00	1.132.105,53
1/1/2019	03:30	52.730,93	40.494,62	12.236,31	34.358,00	18.372,92	0,921	1,00	0,00	1.105.794,04
1/1/2019	04:00	50.553,73	38.307,67	12.246,06	32.499,11	18.054,62	0,923	1,00	0,00	1.076.070,61
1/1/2019	04:30	49.753,84	37.504,12	12.249,72	31.816,18	17.937,66	0,923	1,00	0,00	1.064.885,66
1/1/2019	05:00	47.652,30	35.392,78	12.259,52	30.021,94	17.630,36	0,925	1,00	0,00	1.034.948,23
1/1/2019	05:30	38.242,34	25.932,41	12.309,93	22.047,29	16.195,05	0,944	1,00	0,00	880.828,88

Luego se utilizaron herramientas de Excel para calcular datos tales como energía de pérdidas, valores promedios, máximos y mínimos de cada variable, en todo el período de estudio.

Así, se definieron los diferentes escenarios y se explicó cómo se obtiene los resultados de las simulaciones cuasi dinámicas. De esta manera fue posible comparar los resultados obtenidos en cada escenario con aquellos del escenario actual o base.

### 3. Resultados y análisis

#### 3.1 Simulación de los diferentes escenarios

En las siguientes páginas, se detallan los resultados más importantes para las variables monitoreadas, obtenidos a partir de la simulación cuasi dinámica tanto para el escenario base (es decir, con todos los sistemas FV inhabilitados), como para los cinco escenarios que incluyen diferentes grados de generación FV. Cabe aclarar que se incluyen solamente las variables dependientes del tiempo del *Feeder principal* ya que este incluye todos los elementos de la red, tanto de MT como de BT. También se especifica el momento (fecha y hora) en la que ocurren ciertos eventos como, por ejemplo, máxima tensión registrada.

##### 3.1.1 Resultados del escenario base

Respecto a las pérdidas variables por efecto Joule debido a la circulación de corriente (*Losses (Load)*) y a las pérdidas fijas en vacío (*Losses (no Load)*) se obtuvieron los resultados expuestos en la Tabla 3.1.1.1 y en la Tabla 3.1.1.2, respectivamente. Se incluye además el momento del año en el que ocurren los valores máximos y mínimos de las variables.

Tabla 3.1.1.1 – Resultados referentes a la variable *Losses (Load)*, *Feeder principal*, escenario base. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>443,45</b>	<b>50,62</b>	<b>134,94</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>15,89</b>	2019.01.05 06.30.00

Tabla 3.1.1.2 - Resultados referentes a la variable *Losses (no Load)*, *Feeder principal*, escenario base. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>106,97</b>	<b>12,21</b>	<b>12,37</b>	2019.01.05 06:30.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Respecto a las pérdidas en los transformadores (*Transformer Losses*) y en las líneas (*Line Losses*) los resultados más importantes se listan en la Tabla 3.1.1.3 y Tabla 3.1.1.4, respectivamente.

Tabla 3.1.1.3 - Resultados referentes a la variable *Transformer Losses*, *Feeder principal*, escenario base. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Trans
<b>172,57</b>	<b>19,70</b>	<b>31,96</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>14,77</b>	2019.01.05 06.30.00

Tabla 3.1.1.4 - Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>377,84</b>	<b>43,13</b>	<b>114,94</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,49</b>	2019.01.12 06.30.00

Al conocer la energía de pérdidas de las líneas para cada Feeder, fue posible discriminar entre energía de pérdidas en líneas de MT y en líneas de BT. Cabe recordar que, además del *Feeder principal*, se definió un Feeder por cada subestación (los cuales incluyen solamente elementos de BT). Por lo tanto, al sumar el valor de la energía de pérdidas en las líneas para cada subestación ( $E_{LineLosses SE i}$ , en Ecuación (3.1.1.1)), se obtiene la energía de pérdidas en líneas de BT ( $E_{BT LineLosses}$ ).

$$E_{BT LineLosses} = \sum_{i=1}^{16} E_{LineLosses SE i} \quad (3.1.1.1)$$

Resultó, para el escenario base:

$$E_{BT LineLosses} = 256,13 MWh$$

Luego, la energía de pérdidas en líneas de MT ( $E_{MT LineLosses}$ , en Ecuación (3.1.1.2)) resulta de la diferencia entre la energía de pérdidas en el *Feeder principal* ( $E_{FeederPpal}$ ) y en las líneas de BT ( $E_{BT LineLosses}$ ):

$$E_{MT LineLosses} = E_{FeederPpal} - E_{BT LineLosses} \quad (3.1.1.2)$$

Por lo tanto, para el escenario base resultó:

$$E_{MT LineLosses} = 377,84 MWh - 256,13 MWh$$

$$E_{MT LineLosses} = 121,71 MWh$$

El resumen de lo calculado se presenta en la Tabla 3.1.1.5.

Tabla 3.1.1.5 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>121,71</b>	<b>256,13</b>

Respecto a las pérdidas totales de la red durante el año de estudio, para el escenario base, se observan en la Tabla 3.1.1.6.

*Tabla 3.1.1.6 - Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.*

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>550,41</b>	<b>62,83</b>	<b>146,91</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>28,26</b>	2019.01.12 06.30.00

Puede observarse de las tablas anteriores que la suma de la energía de pérdidas variables (443,45 MWh, Tabla 3.1.1.1) y de pérdidas fijas (106,97 MWh, Tabla 3.1.1.2) coincide con la energía de pérdidas totales (550,41 MWh, Tabla 3.1.1.6). Lo mismo ocurre al sumar la energía de pérdidas en las líneas (377,84 MWh, Tabla 3.1.1.4) con la de los transformadores (172,57 MWh, Tabla 3.1.1.3).

También, se obtuvieron valores en relación con la tensión máxima y mínima registrada durante todo el período simulado. Además, fue posible determinar gracias a herramientas de Excel, el momento en el que dichos valores ocurrieron y la subestación que presenta tal valor extremo de tensión. todo esto queda resumido en la Tabla 3.1.1.7.

*Tabla 3.1.1.7 - Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario base. Fuente: elaboración propia.*

Max Voltage p.u.	Min Voltage p.u.
<b>1,000</b>	<b>0,830</b>
Time Max Voltage	Time Min Voltage
2019.08.04 21.00.00	2019.01.05 06.30.00
SE con Max Voltage [V]	SE con Min Voltage [V]
<b>Feeder_0353</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>230,1</b>	<b>191,6</b>

Por otro lado, se obtuvieron valores sobre la energía generada por los paneles solares (*Generation, Active Power*, Tabla 3.1.1.8) y sobre la energía consumida por los usuarios (*Total Load, Active Power*, Tabla 3.1.1.9). Obviamente, los datos de la Tabla 3.1.1.8 son todos nulos debido a que para el escenario en cuestión no se considera el aporte de los sistemas FV, pero cabe recordar que todas las variables y datos derivados de ellas expuestos en este apartado, también se determinaron para el resto de los escenarios.

Tabla 3.1.1.8 - Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario base.  
Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.1.9 - Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario base.  
Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.394,70</b>	<b>1.186,61</b>	<b>1.936,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

Es de interés conocer la energía que es aportada por la *External Grid* para alimentar la zona bajo estudio, debido a que esta está íntimamente relacionada con las emisiones de gases de efecto invernadero. Con los datos hasta acá expuestos se puede afirmar que, para el escenario base y para el año 2019, dicha energía se puede calcular según la Ecuación ( 3.1.1.3). Es decir, que es la suma entre la energía consumida  $E_{Consumo}$  (ver Tabla 3.1.1.9) y la energía total de pérdidas  $E_{Losses}$  (ver Tabla 3.1.1.6).

$$E_{central} = E_{Consumo} + E_{Losses} \quad (3.1.1.3)$$

$$E_{central} = 10394,70 \text{ MWh} + 550,41 \text{ MWh}$$

$$E_{central} = 10945,11 \text{ MWh}$$

Cabe aclarar que esta ecuación es únicamente válida para el escenario base, ya que el dato  $E_{Losses}$  tiene en cuenta las pérdidas en vacío de los transformadores y las pérdidas por efecto Joule debido a la circulación de corriente, sin importar si esa corriente proviene de la *External Grid* o es debida a la inyección de energía por parte de los sistemas de generación FV, y estos están inhabilitados para el escenario en cuestión.

### 3.1.2 Resultados de escenarios con generación FV variable

En este apartado se presentan los datos expuestos desde la Tabla 3.1.1.1 hasta la Tabla 3.1.1.9, pero para los 5 escenarios restantes en los que se incorporó de forma gradual la penetración de generación FV. (ver desde Tabla 3.1.2.1 hasta Tabla 3.1.2.45).

- *Escenario con 20% de penetración FV.*

Tabla 3.1.2.1 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>406,78</b>	<b>46,44</b>	<b>135,21</b>	2019.08.11 21.00.00	<b>11,75</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.2 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (no load)
<b>107,17</b>	<b>12,23</b>	<b>12,42</b>	2019.12.01 08.00.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Tabla 3.1.2.3 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>347,79</b>	<b>39,70</b>	<b>115,17</b>	2019.08.11 21.00.00	<b>10,17</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.4 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>109,99</b>	<b>237,81</b>

Tabla 3.1.2.5 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Transf
<b>166,16</b>	<b>18,97</b>	<b>32,00</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,88</b>	2019.12.01 08.00.00

Tabla 3.1.2.6 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>513,95</b>	<b>58,67</b>	<b>147,17</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>24,16</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.7 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Max Max-Voltage p.u.	Min Min-Voltage p.u.
<b>1,023</b>	<b>0,830</b>
Time Max-Voltage	Time Min-Voltage
2019.01.01 10.00.00	2019.02.03 07.30.00
SE con Max-Voltage [V]	SE con Min-Voltage [V]
<b>Feeder_0353</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>236,2</b>	<b>191,6</b>

Tabla 3.1.2.8 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>1.068,17</b>	<b>121,94</b>	<b>523,00</b>	2019.01.05 12.30.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.2.9 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 20% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.402,10</b>	<b>1.187,45</b>	<b>1.938,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

- Escenario con 40% de penetración FV.

Tabla 3.1.2.10 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>384,70</b>	<b>43,92</b>	<b>135,21</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>8,82</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.11 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (no load)
<b>107,36</b>	<b>12,26</b>	<b>12,49</b>	2019.01.01 09.00.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Tabla 3.1.2.12 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>329,54</b>	<b>37,62</b>	<b>115,17</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>7,77</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.13 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>102,72</b>	<b>226,82</b>

Tabla 3.1.2.14 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Transf
<b>162,53</b>	<b>18,55</b>	<b>32,00</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,49</b>	2019.12.01 07.30.00

Tabla 3.1.2.15 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>492,07</b>	<b>56,17</b>	<b>147,17</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>21,28</b>	2019.01.19 07.00.00

Tabla 3.1.2.16 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Max Max-Voltage p.u.	Min Min-Voltage p.u.
<b>1,030</b>	<b>0,830</b>
Time Max-Voltage	Time Min-Voltage
2019.01.01 10.00.00	2019.01.05 07.00.00
SE con Max-Voltage [V]	SE con Min-Voltage [V]
<b>Feeder_1217</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>237,9</b>	<b>191,6</b>

Tabla 3.1.2.17 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>2.103,64</b>	<b>240,14</b>	<b>1.029,11</b>	2019.01.05 12.30.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.2.18 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 40% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.402,09</b>	<b>1.187,45</b>	<b>1.938,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

- Escenario con 60% de penetración FV.

Tabla 3.1.2.19 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>375,01</b>	<b>42,81</b>	<b>135,21</b>	2019.08.19 21.00.00	<b>7,53</b>	2019.02.10 07.30.00

Tabla 3.1.2.20 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (no load)
<b>107,56</b>	<b>12,28</b>	<b>12,57</b>	2019.01.01 09.00.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Tabla 3.1.2.21 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>321,31</b>	<b>36,68</b>	<b>115,17</b>	2019.08.19 21.00.00	<b>6,58</b>	2019.02.10 07.30.00

Tabla 3.1.2.22 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>99,52</b>	<b>221,80</b>

Tabla 3.1.2.23 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Transf
<b>161,26</b>	<b>18,41</b>	<b>32,00</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,41</b>	2019.01.05 07.00.00

Tabla 3.1.2.24 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>482,57</b>	<b>55,09</b>	<b>147,17</b>	2019.08.19 21.00.00	<b>20,00</b>	2019.02.10 07.30.00

Tabla 3.1.2.25 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Max Max-Voltage p.u.	Min Min-Voltage p.u.
<b>1,047</b>	<b>0,830</b>
Time Max-Voltage	Time Min-Voltage
2019.12.07 11.00.00	2019.01.05 07.00.00
SE con Max-Voltage [V]	SE con Min-Voltage [V]
<b>Feeder_0867</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>241,9</b>	<b>191,6</b>

Tabla 3.1.2.26 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>3.136,11</b>	<b>358,00</b>	<b>1.533,93</b>	2019.01.02 12.30.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.2.27 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.402,09</b>	<b>1.187,45</b>	<b>1.938,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

- Escenario con 80% de penetración FV.

Tabla 3.1.2.28 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>379,36</b>	<b>43,31</b>	<b>135,21</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>6,77</b>	2019.01.12 06.30.00

Tabla 3.1.2.29 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (no load)
<b>107,74</b>	<b>12,30</b>	<b>12,65</b>	2019.01.01 10.00.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Tabla 3.1.2.30 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>324,69</b>	<b>37,06</b>	<b>115,17</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>5,84</b>	2019.01.26 06.30.00

Tabla 3.1.2.31 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>100,19</b>	<b>224,50</b>

Tabla 3.1.2.32 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Transf
<b>162,42</b>	<b>18,54</b>	<b>32,00</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,35</b>	2019.11.02 06.30.00

Tabla 3.1.2.33 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>487,10</b>	<b>55,61</b>	<b>147,17</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>19,23</b>	2019.01.12 06.30.00

Tabla 3.1.2.34 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Max Max-Voltage p.u.	Min Min-Voltage p.u.
<b>1,063</b>	<b>0,830</b>
Time Max-Voltage	Time Min-Voltage
2019.01.01 10.00.00	2019.01.01 09.00.00
SE con Max-Voltage [V]	SE con Min-Voltage [V]
<b>Feeder_0867</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>245,4</b>	<b>191,6</b>

Tabla 3.1.2.35 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>4.161,56</b>	<b>475,06</b>	<b>2.035,13</b>	2019.01.02 12.30.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.2.36 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 80% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.402,05</b>	<b>1.187,45</b>	<b>1.938,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

- Escenario con 100% de penetración FV.

Tabla 3.1.2.37 – Resultados referentes a la variable Losses (Load), Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (load) [MWh]	Promedio Losses (load) [kW]	Max Losses (load) [kW]	Time Max Losses (load)	Min Losses (load) [kW]	Time Min Losses (load)
<b>397,33</b>	<b>45,36</b>	<b>135,21</b>	2019.08.11 21.00.00	<b>6,01</b>	2019.01.19 06.30.00

Tabla 3.1.2.38 – Resultados referentes a la variable Losses (no Load), Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses (no load) [MWh]	Promedio Losses (no load) [kW]	Max Losses (no load) [kW]	Time Max Losses (no load)	Min Losses (no load) [kW]	Time Min Losses (no load)
<b>107,93</b>	<b>12,32</b>	<b>12,73</b>	2019.01.01 10.00.00	<b>11,96</b>	2019.08.04 21.00.00

Tabla 3.1.2.39 – Resultados referentes a la variable Line Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Line [MWh]	Promedio Losses Line [kW]	Max Losses Line [kW]	Time Max Losses Line	Min Losses Line [kW]	Time Min Losses Line
<b>339,32</b>	<b>38,73</b>	<b>115,17</b>	2019.08.11 21.00.00	<b>5,17</b>	2019.01.19 06.30.00

Tabla 3.1.2.40 – Energía de pérdidas en líneas de MT y BT, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Ene Losses Line MT [MWh]	Ene Losses Line BT [MWh]
<b>104,81</b>	<b>234,50</b>

Tabla 3.1.2.41 – Resultados referentes a la variable Transformer Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses Transf [MWh]	Promedio Losses Transf [kW]	Max Losses Transf [kW]	Time Max Losses Transf	Min Losses Transf [kW]	Time Min Losses Transf
<b>165,95</b>	<b>18,94</b>	<b>32,00</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>13,33</b>	2019.01.05 06.30.00

Tabla 3.1.2.42 – Resultados referentes a la variable Losses, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Losses [MWh]	Promedio Losses [kW]	Max Losses [kW]	Time Max Losses	Min Losses [kW]	Time Min Losses
<b>505,27</b>	<b>57,68</b>	<b>147,17</b>	2019.08.11 21.00.00	<b>18,50</b>	2019.01.19 06.30.00

Tabla 3.1.2.43 – Resultados referentes a las variables Maximum Voltage y Minimum Voltage, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Max Max-Voltage p.u.	Min Min-Voltage p.u.
<b>1,079</b>	<b>0,830</b>
Time Max-Voltage	Time Min-Voltage
2019.12.07 11.00.00	2019.01.01 09.00.00
SE con Max-Voltage [V]	SE con Min-Voltage [V]
<b>Feeder_0867</b>	<b>Feeder_0867</b>
<b>249,1</b>	<b>191,6</b>

Tabla 3.1.2.44 – Resultados referentes a la variable Generation, Active Power, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Generación [MWh]	Promedio Generación [kW]	Max Generación [kW]	Time Max Generación	Min Generación [kW]	Time Min Generación
<b>5.221,35</b>	<b>596,04</b>	<b>2.553,42</b>	2019.01.02 12.30.00	<b>0,00</b>	2019.01.01 00.00.00

Tabla 3.1.2.45 – Resultados referentes a la variable Total Load, Active Power, Feeder principal, escenario 100% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Energía Consumo [MWh]	Promedio Consumo [kW]	Max Consumo [kW]	Time Max Consumo	Min Consumo [kW]	Time Min Consumo
<b>10.402,04</b>	<b>1.187,45</b>	<b>1.938,73</b>	2019.08.04 21.00.00	<b>689,28</b>	2019.01.05 06.30.00

Todos los valores hasta acá tabulados fueron comparados con los resultados obtenidos para el escenario base. De tal comparación se extrajeron conclusiones acerca de los cambios en el comportamiento de la red eléctrica debido a la incorporación de GD FV. Las variables a las que mayor referencia se hizo fueron las pérdidas eléctricas totales, los niveles de tensión, la potencia demandada y la generada por los paneles.

### 3.2 Impacto de la GD FV en parámetros técnicos

En estos apartados se encuentra el análisis que se realizó sobre los resultados obtenidos para los parámetros técnicos de la red, tales como pérdidas eléctricas, niveles de tensiones en barras de BT de las SE y niveles de tensión en nodos particulares. Se tabularon las diferencias porcentuales y/o absolutas respecto al escenario base para analizar los cambios producidos por la incorporación de GD.

#### 3.2.1 Pérdidas eléctricas en la red

En el apartado anterior se expusieron los resultados más importantes obtenidos al realizar la simulación del comportamiento de la red eléctrica para distintos escenarios. Es de particular interés estudiar el comportamiento de las pérdidas eléctricas en las líneas y transformadores, comparando los resultados de simular los escenarios con inyección de energía FV con los resultados obtenidos para el escenario base. Para esto, se resumen en la Tabla 3.2.1.1 la energía de pérdidas totales a lo largo del año de estudio en función de cada escenario planteado. Además, se incluye el porcentaje de variación de dichas pérdidas en relación con el valor obtenido para el escenario base (0% penetración FV).

Tabla 3.2.1.1 – Energía de pérdidas totales en la red (en MWh y en % respecto al escenario base) en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

% penetración FV	Energía anual de pérdidas totales [MWh]	% variación respecto al escenario base
0%	550,41	0,00%
20%	513,95	-6,62%
40%	492,07	-10,60%
60%	482,57	-12,33%
80%	487,10	-11,50%
100%	505,27	-8,20%

En la Figura 3.2.1.1 se grafica el porcentaje de variación de la energía de pérdidas respecto al escenario base, en función del porcentaje de penetración FV.

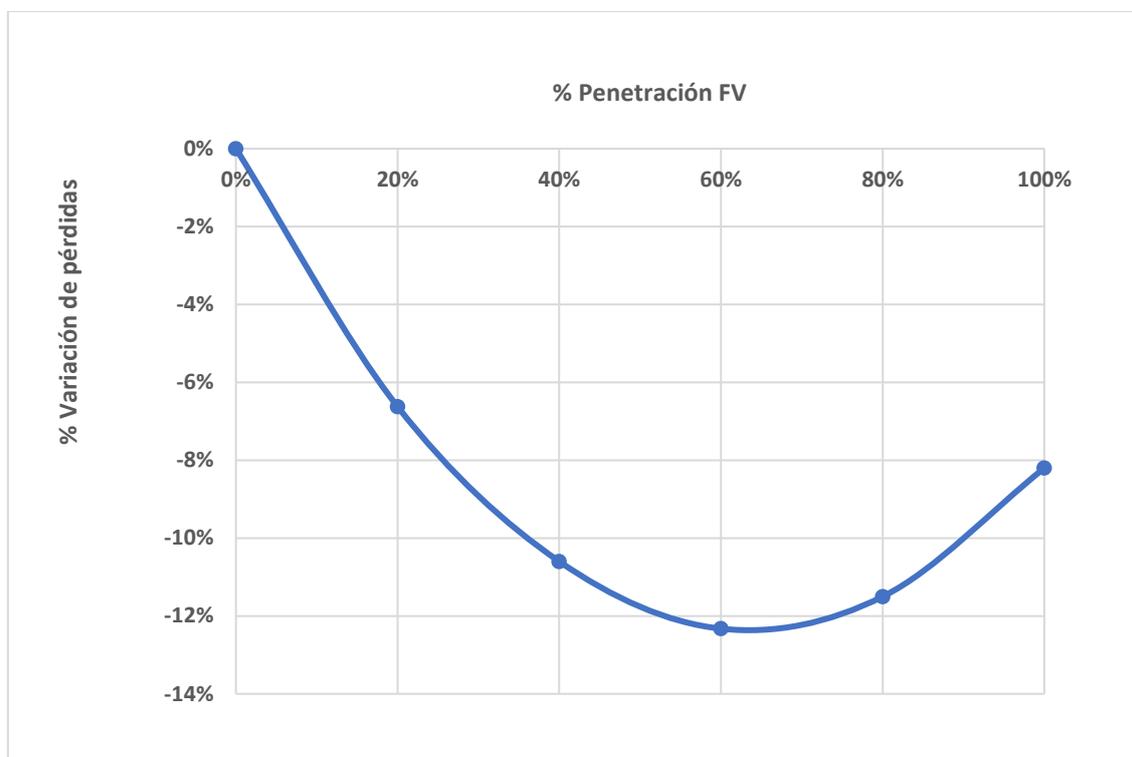


Figura 3.2.1.1 – Porcentaje de variación de energía de pérdidas totales en la red, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Puede observarse como las pérdidas disminuyen hasta cierto nivel de penetración FV para comenzar a aumentar nuevamente. Esto supone que existe un porcentaje de incorporación de paneles que optimiza el nivel de pérdidas en la red, y para porcentajes mayores a este se observa un efecto no deseado. Sin embargo, se debe recordar que la variable *Losses* informa las pérdidas totales en la red, sin importar si son producidas por corrientes que circulan desde la *External Grid* a los consumidores, o por corrientes inyectadas a la red por los sistemas FV. Por lo tanto, en la Figura 3.2.1.2 se grafican las pérdidas en la red realizando dicha discriminación.

El razonamiento que se siguió fue el siguiente. Si para un instante cualquiera del día, la demanda de potencia es mayor a la potencia generada por los paneles FV, el flujo de potencia es desde la *External Grid* hacia los usuarios, por lo tanto, las pérdidas de la red son alimentadas por la *External Grid*. En cambio, si para un instante del día la potencia generada de origen FV es mayor a la demanda, el flujo de potencia es inverso, desde los usuarios-generadores hacia la *External Grid*, y en dicho caso las pérdidas serán alimentadas por los sistemas FV.

Cabe aclarar que, como se realizó un análisis de las variables del *Feeder principal* y no de cada uno de los usuarios en particular, los resultados obtenidos al discriminar las pérdidas son una aproximación. Esto se debe a que puede que haya tramos de la red con circulación de corriente de origen FV pero que, en el balance global, es decir, analizando el *Feeder principal*, el flujo de potencia neto circule desde la *External Grid* hacia los usuarios. En consecuencia, en un caso como este (sentido de flujo directo) se consideró que las pérdidas están siendo alimentadas en

su totalidad por la *External Grid*, aunque puede que haya un pequeño porcentaje de pérdidas alimentadas por los sistemas FV.

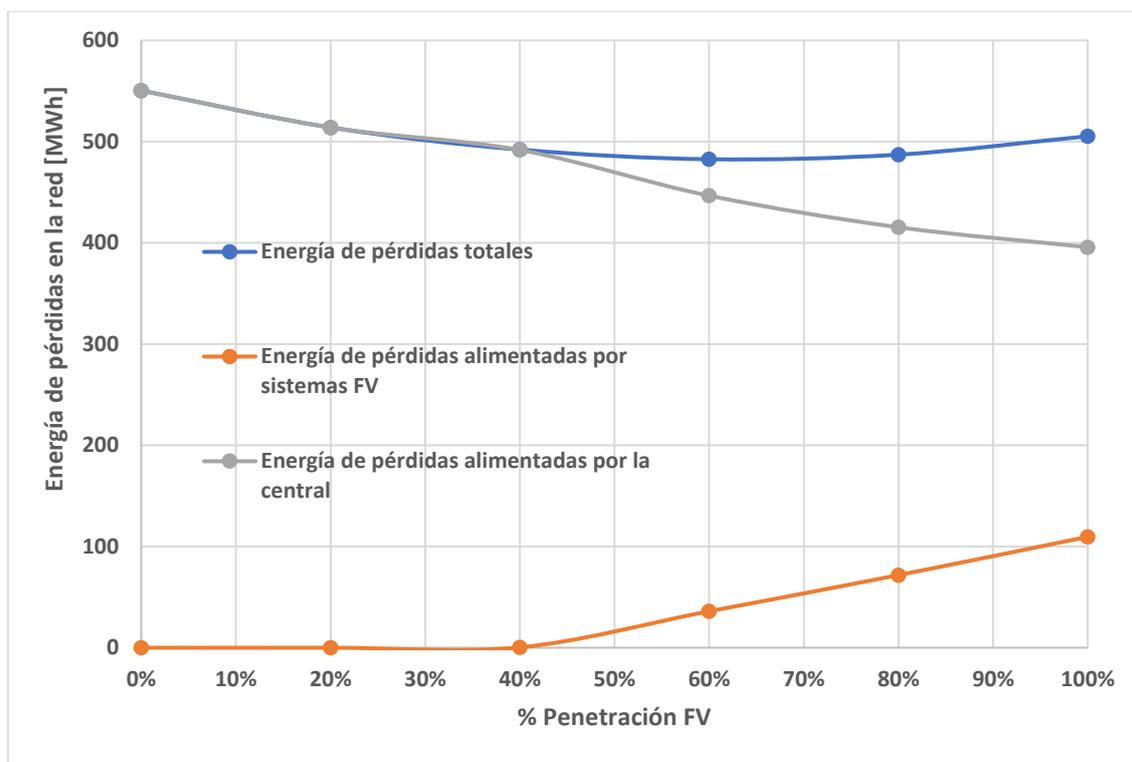


Figura 3.2.1.2 – Energía de pérdidas totales en la red (en MWh) en función del nivel de penetración FV, diferenciándolas entre las alimentadas por los sistemas FV y por la *External Grid*. Fuente: elaboración propia.

En esta última figura se aprecia cómo la energía de pérdidas alimentadas por la *External Grid* disminuye constantemente para niveles de penetración FV crecientes. Por lo tanto, no se puede inferir en que existe un nivel de penetración FV que optimice las pérdidas de la red como puede creerse al ver la Figura 3.2.1.1. Si bien las pérdidas totales aumentan nuevamente después de cierto porcentaje de incorporación FV, este aumento se debe a la circulación de corriente inyectada a la red por parte de los sistemas de GD y no son generadas por la *External Grid*. Entonces, en términos ambientales, esto implica una constante reducción de combustibles convencionales y de emisiones de GEI, a medida que se incrementa el nivel de penetración FV.

En números, se puede apreciar del gráfico de la Figura 3.2.1.2 cómo las pérdidas alimentadas por la *External Grid* se reducen desde 550,41 MWh a 395,67 MWh, lo cual representa una variación porcentual del 28,1%.

### 3.2.2 Niveles de tensión en barras de BT de las SE

Otro parámetro técnico importante estudiado es el nivel de tensión, con el objetivo de saber si este, luego de la incorporación de GD, se encuentra dentro de los límites aceptados por la reglamentación. Según lo establecido en el Contrato de Concesión de la provincia de Buenos Aires, Anexo II, Subanexo D [20], la variación de tensión admisible en la red de BT para zonas urbanas es de  $\pm 8\%$  de la tensión nominal (Tabla 3.2.2.1). Es importante destacar que se hace referencia a variaciones lentas de tensión, tomadas como promedio de mediciones en un intervalo de 15 minutos.

Tabla 3.2.2.1 – Variación de tensión admisible según el nivel de tensión. Fuente: [20].

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

Cabe aclarar que 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.

En este apartado se analizan los resultados obtenidos para la variable *Phase Technology dependent Voltage*, la cual hace referencia a la tensión que aparece en la barra de baja tensión de una subestación. Si bien la simulación cuasi dinámica devolvió un valor de dicha variable cada media hora durante un año, fue de interés conocer específicamente el mínimo y el máximo valor registrado para cada subestación.

Respecto a la mínima tensión registrada no se observaron cambios para los distintos escenarios, es decir, que el valor mínimo de tensión en barras de BT de cada SE se mantuvo constante en los 6 escenarios simulados. Dichos valores se listan en la Tabla 3.2.2.2.

Tabla 3.2.2.2 – Mínima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio. Fuente: elaboración propia.

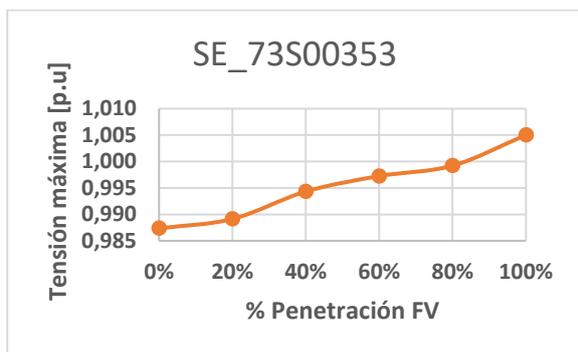
Subestación	Tensión mínima en barras de BT [p.u.]	Subestación	Tensión mínima en barras de BT [p.u.]
SE_73S00353	0,964	SE_73S00917	0,970
SE_73S00667	0,967	SE_73S01217	0,969
SE_73S00785	0,980	SE_73S02066	0,961
SE_73S00658	0,960	SE_73S00867	0,966
SE_73S01138	0,959	SE_73S01298	0,948
SE_73S00047	0,967	SE_73S00422	0,956
SE_73S00932	0,967	SE_73S01747	0,964
SE_73S00270	0,965	SE_73S02178	0,973

Sin embargo, al monitorear la máxima tensión en barras de BT se observó un aumento de tensión para porcentajes crecientes de penetración FV. Los valores en p.u. se listan en la Tabla 3.2.2.3 y se puede observar su comportamiento en los gráficos posteriores (desde la Figura 3.2.2.1.a hasta la Figura 3.2.2.1.p).

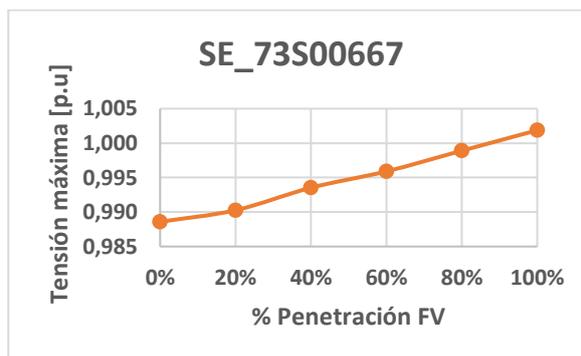
Tabla 3.2.2.3 – Máxima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Subestación	% Penetración FV					
	0%	20%	40%	60%	80%	100%
SE_73S00353	0,987	0,989	0,994	0,997	0,999	1,005
SE_73S00667	0,989	0,990	0,994	0,996	0,999	1,002
SE_73S00785	0,992	0,994	0,996	0,998	1,000	1,002
SE_73S00658	0,986	0,989	0,993	0,997	1,001	1,005
SE_73S01138	0,985	0,986	0,989	0,993	0,996	0,999
SE_73S00047	0,988	0,989	0,992	0,996	0,998	1,002
SE_73S00932	0,987	0,989	0,992	0,997	1,001	1,005
SE_73S00270	0,987	0,989	0,993	0,998	1,002	1,006
SE_73S00917	0,988	0,991	0,994	0,998	1,001	1,005
SE_73S01217	0,988	0,990	0,994	0,997	1,001	1,005
SE_73S02066	0,986	0,989	0,993	0,998	1,002	1,006
SE_73S00867	0,987	0,989	0,993	0,998	1,002	1,006
SE_73S01298	0,981	0,985	0,988	0,994	0,999	1,005
SE_73S00422	0,983	0,986	0,993	0,999	1,004	<b>1,010</b>
SE_73S01747	0,986	0,989	0,993	0,997	1,001	1,006
SE_73S02178	0,990	0,991	0,994	0,997	1,000	1,003

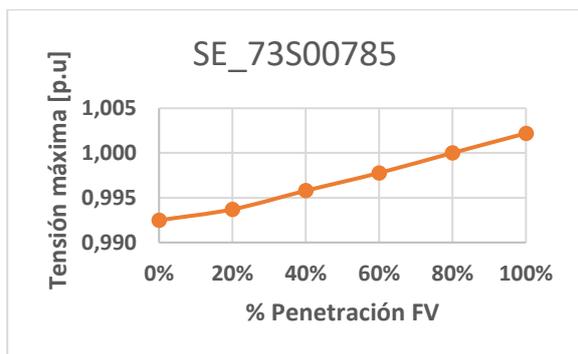
El nivel máximo de tensión registrado se desarrolló en la subestación 73S00422 para un nivel de penetración FV del 100%, alcanzando un valor de 1,01 p.u. Cabe aclarar que dicha subestación es una de las dos más alejadas del inicio del distribuidor.



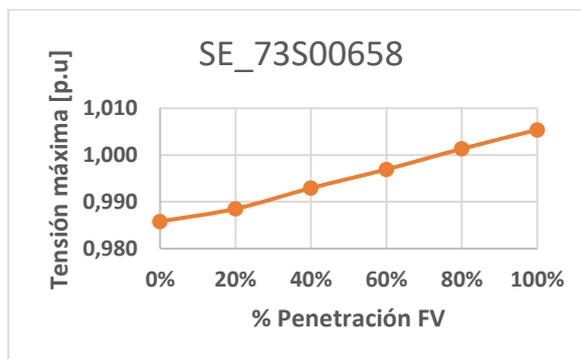
a)



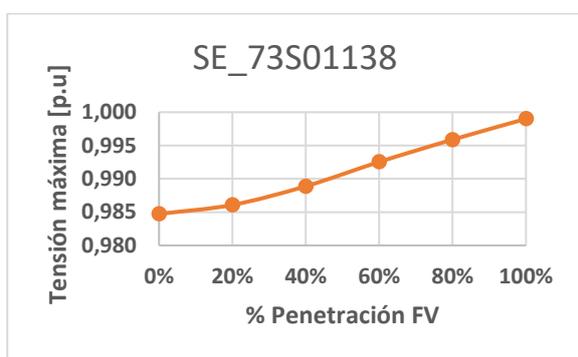
b)



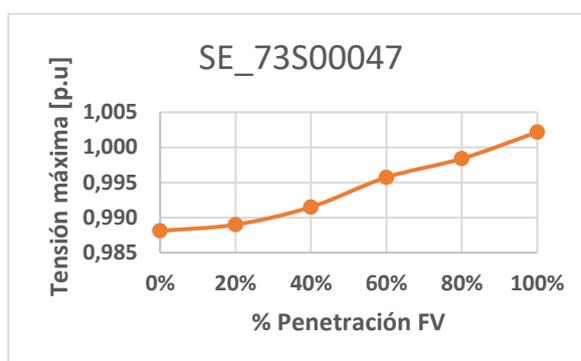
c)



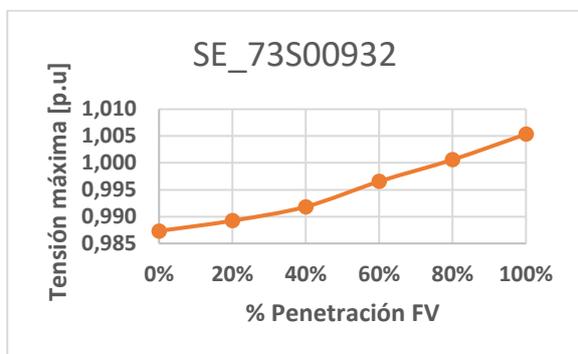
d)



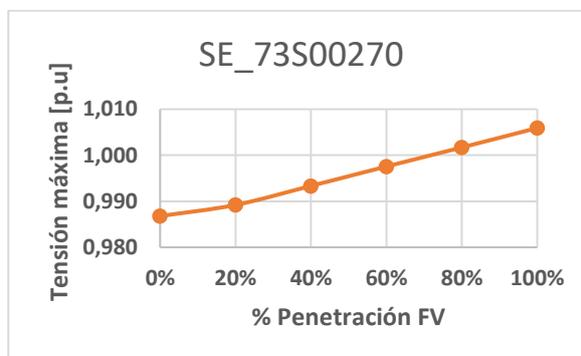
e)



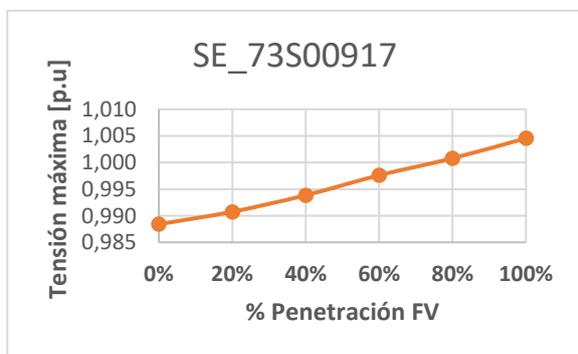
f)



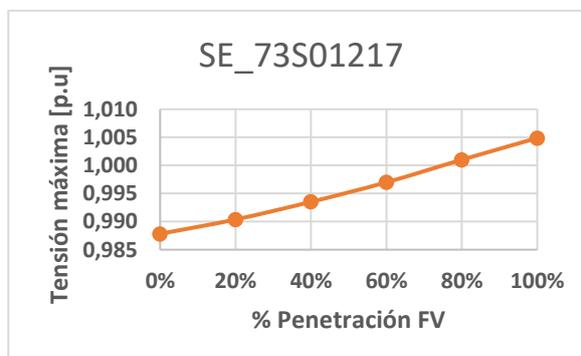
g)



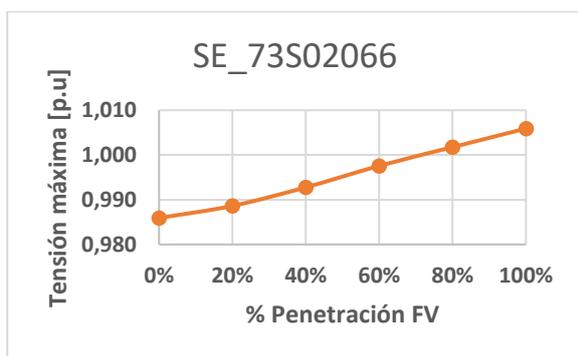
h)



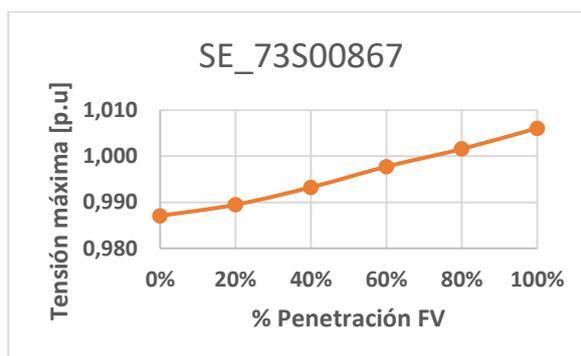
i)



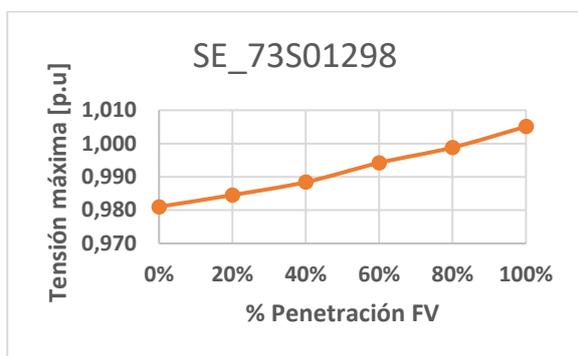
j)



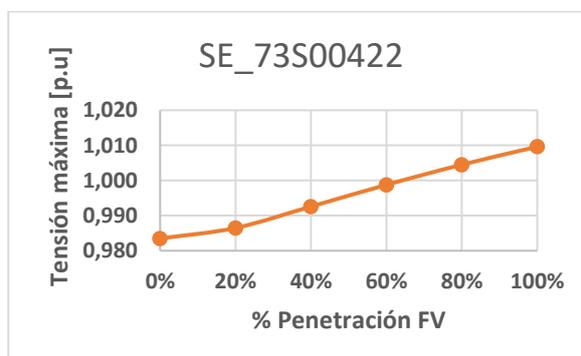
k)



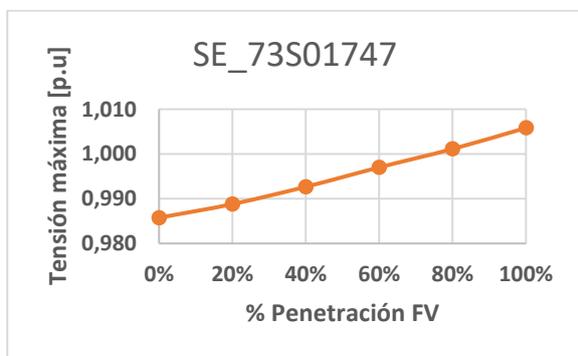
l)



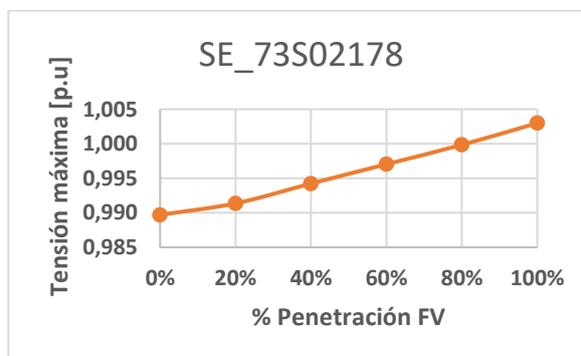
m)



n)



o)



p)

Figura 3.2.2.1 – Máxima tensión registrada en barras de BT para cada SE a lo largo del año de estudio, en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Se observa de los resultados obtenidos que, si bien la tensión aumenta, en ninguna subestación ni en ningún escenario se registró una tensión superior a 1,08 p.u. que es la máxima admitida por la reglamentación.

### 3.2.3 Niveles de tensión en nodos particulares

En este apartado se menciona los niveles de tensión extremos registrados, esto es, la mínima y la máxima tensión en algún nodo (o terminal) de la red. Cabe recordar que las variables vinculadas a tal parámetro técnico son *Minimum Voltage* y *Maximum Voltage*, respectivamente. Es importante mencionar que estos valores se dan a modo informativo y no es correcto realizar conjeturas sobre el comportamiento global de la red. Esto es debido a que los niveles de tensión mencionados ocurren en un nodo en particular del tramado, y no representan el comportamiento de la tensión en toda la red o SE a la cual pertenece dicho terminal. La tensión de estos nodos analizados está influenciada por la sección de los conductores y la magnitud de la carga que alimentan en particular.

En la Tabla 3.2.3.1 se resume el mínimo valor obtenido para *Minimum Voltage* y el máximo valor registrado para *Maximum Voltage*, para cada escenario con distinto nivel de generación FV, incluyendo el escenario base (0% penetración FV) a modo de comparación.

Tabla 3.2.3.1 – Máxima y mínima tensión en la red en función del nivel de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

% penetración FV	Máxima tensión de la red [p.u.]	Mínima tensión de la red [p.u.]
0%	1,000	0,830
20%	1,023	0,830
40%	1,030	0,830
60%	1,047	0,830
80%	1,063	0,830
100%	1,079	0,830

Como puede observarse, la incorporación de generación FV no afecta el nivel de tensión mínimo que se produce en la red. Pero, por el contrario, la tensión máxima aumenta debido al aporte de potencia por parte de los sistemas FV.

Como importante conclusión de este apartado se puede mencionar que las pérdidas eléctricas alimentadas por la External Grid reflejan una constante reducción para grados de penetración FV crecientes, alcanzando una reducción del 28,1% respecto al escenario base.

Además, la máxima tensión registrada en barras de BT se ve incrementada debido a la incorporación de GD, pudiendo convertirse en un limitante al momento de definir un nivel de penetración FV. Sin embargo, en ninguna SE se registraron valores de tensión por encima de lo establecido por las reglamentaciones locales.

### 3.3 Impacto de la GD FV en parámetros ambientales

En estos apartados se encuentra el análisis que se realizó sobre los resultados obtenidos para los parámetros ambientales, tales como energía entregada por la red externa y el consecuente ahorro de emisiones de GEI. Para cuantificar la reducción en la huella de carbono se tuvo en cuenta el factor de emisiones, detallado en las siguientes páginas. Se tabularon las diferencias porcentuales y/o absolutas respecto al escenario base para analizar los cambios producidos por la incorporación de GD.

#### 3.3.1 Factor de emisiones

Para evaluar el impacto ambiental del proyecto desarrollado en el presente trabajo se requiere la utilización del factor de emisiones de la red eléctrica argentina, esto es, la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que resultan de la producción de una unidad de energía eléctrica. Debido a que se producen emisiones de distintos GEI, 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  $CO_2$  que es necesaria para producir el mismo impacto que la cantidad emitida de cierto GEI.

Con el propósito de fomentar el desarrollo de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) conectados a la red, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, realizaron los cálculos correspondientes al factor de emisiones de la red argentina. 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 [20].

El 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.

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), según la Ecuación (3.3.1.1).

$$CM = w_{BM} \cdot BM + w_{OM} \cdot OM \quad (3.3.1.1)$$

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 costo<sup>32</sup> 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 CAMMESA<sup>33</sup> 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.

Para este trabajo se utilizó el factor de emisiones anual elaborado por la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. El mismo, para el año 2019, resultó:

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

<sup>32</sup> Hidroeléctricas y nucleares.

<sup>33</sup> Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

### 3.3.2 Ahorro de energía por la implementación de GD FV

La Figura 3.3.2.1 muestra, a modo de ejemplo, la curva diaria de generación FV (amarillo) y de consumo (verde), para un día en particular, en este caso, el 1° de enero. Este gráfico fue creado a partir del archivo de resultados correspondiente al escenario del 60% de penetración FV y para el *Feeder principal* (incluye a todos los usuarios-generadores de la red). En el mismo se graficaron, en función del tiempo, las variables “*Generation, Active Power*” y “*Total Load, Active Power*”.

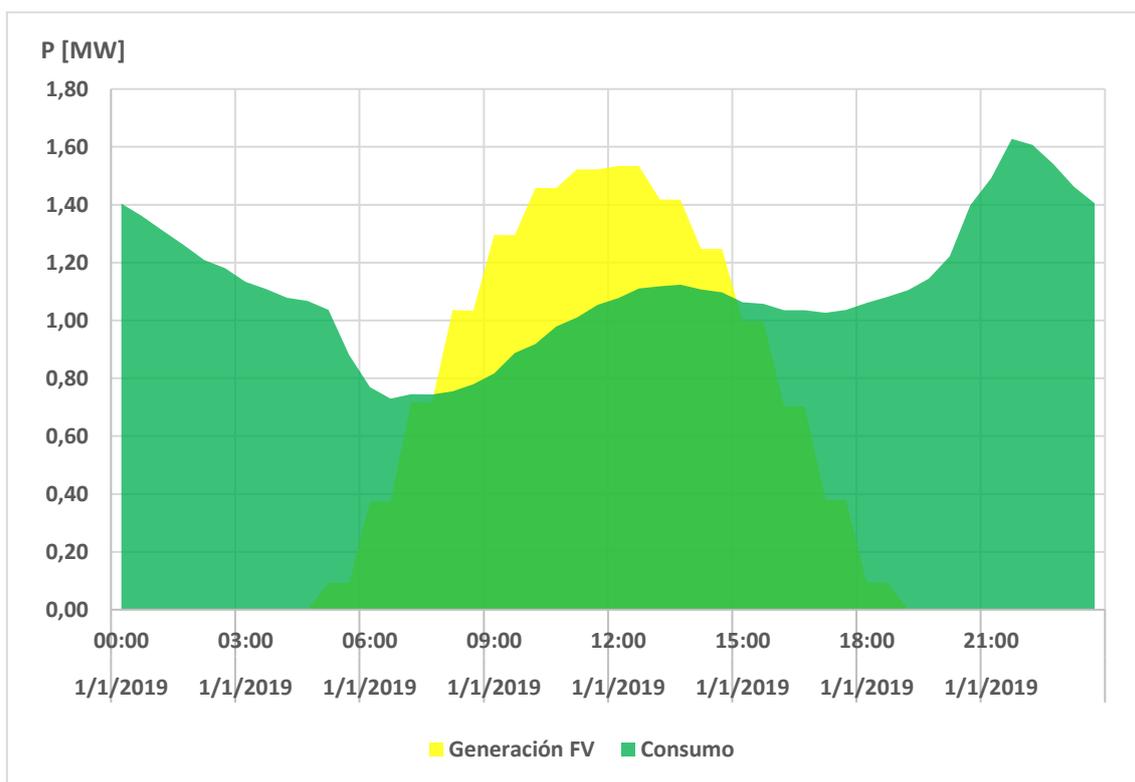


Figura 3.3.2.1 – Curva diaria de generación FV y consumo, Feeder principal, escenario 60% penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Con el objetivo de conocer cuánta energía es efectivamente aportada por la *External Grid* en cada escenario debido a la incorporación de los sistemas FV, se siguió el razonamiento explicado a continuación. Como se explicó anteriormente, al realizarse un análisis de las variables del *Feeder principal* y no de cada uno de los usuarios en particular, los resultados obtenidos referentes a pérdidas en la red son una aproximación. Esto se debe a que puede que haya tramos de la red con circulación de corriente de origen FV pero que, en el balance global, es decir, analizando el *Feeder principal*, el flujo de potencia neto circule desde la *External Grid* hacia los usuarios.

Para cada momento del día en el que no haya generación FV (por ejemplo, a las 3:00hr en la Figura 3.3.2.1), el ahorro de energía es nulo debido a que a esa hora no hay irradiación solar. Para estos instantes, la *External Grid* debe producir la potencia demandada por los usuarios, más las pérdidas en la red (líneas y transformadores). (Ecuación ( 3.3.2.1))

$$P_{central\ i} = P_{Consumo\ i} + P_{Losses\ i} \quad (3.3.2.1)$$

Dónde:

$P_{central\ i}$ : potencia entregada por la *External Grid* en el instante  $i$ ; [MW];

$P_{Consumo\ i}$ : potencia demandada por los usuarios en el instante  $i$ ; [MW];

$P_{Losses\ i}$ : potencia de pérdidas totales en la red en el instante  $i$ ; [MW].

Para cada instante en los cuales se verifica que *Generación* < *Consumo* (por ejemplo, a las 6:00hr) la *External Grid* debe entregar menos potencia que la demandada por los usuarios debido a que parte de ella es aportada por los sistemas FV. A su vez, como la *External Grid* “ve” un consumo efectivamente menor, la corriente que circula por la red también es menor y las pérdidas en ella son consecuentemente menores, pero estas son “alimentadas” por la *External Grid* teniendo en cuenta la aproximación mencionada en párrafos anteriores. Luego, la potencia aportada por la *External Grid* puede calcularse mediante la Ecuación ( 3.3.2.2).

$$P_{central\ i} = P_{Consumo\ i} - P_{GeneraciónFV\ i} + P_{Losses\ i} \quad (3.3.2.2)$$

Dónde:

$P_{central\ i}$ : potencia entregada por la *External Grid* en el instante  $i$ ; [MW];

$P_{Consumo\ i}$ : potencia demandada por los usuarios en el instante  $i$ ; [MW];

$P_{GeneraciónFV\ i}$ : potencia generada por los sistemas FV en el instante  $i$ ; [MW];

$P_{Losses\ i}$ : potencia de pérdidas totales en la red en el instante  $i$ ; [MW].

Para cada instante en los que se verifica que *Generación* > *Consumo* (por ejemplo, las 12:00hs en la Figura 3.3.2.1) la *External Grid* no debe entregar potencia ya que toda la demanda de los usuarios es cubierta con la generación FV. Por otro lado, las pérdidas en la red ( $P_{Losses}$ ) son producidas únicamente por la corriente inyectada por parte de los paneles, por lo que la *External Grid* no debe alimentar dichas pérdidas. (Ecuación ( 3.3.2.3))

$$P_{central} = 0 \quad (3.3.2.3)$$

Dónde:

$P_{central\ i}$ : potencia entregada por la *External Grid* en el instante  $i$ ; [MW].

Aplicado este razonamiento a cada instante del año y sumando los datos para obtener los valores de energía anual, se obtuvieron los resultados ordenados en la Tabla 3.3.2.1 y graficados en la Figura 3.3.2.2, para cada uno de los escenarios con generación FV. Además, se incluye el valor de energía aportado por la *External Grid* para el escenario base (0% de penetración FV), calculado en el apartado 3.1.1, y la variación de energía de cada escenario

relativa al escenario de referencia. Dicha variación relativa porcentual se grafica en la Figura 3.3.2.3.

Tabla 3.3.2.1 – Energía aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV.  
Fuente: elaboración propia.

% penetración FV	Energía anual aportada por la External Grid [MWh]	Variación de la energía anual aportada por la External Grid relativa al escenario base
0%	10.945,12	0,00%
20%	9.847,88	-10,02%
40%	8.790,62	-19,68%
60%	7.969,09	-27,19%
80%	7.532,87	-31,18%
100%	7.277,23	-33,51%

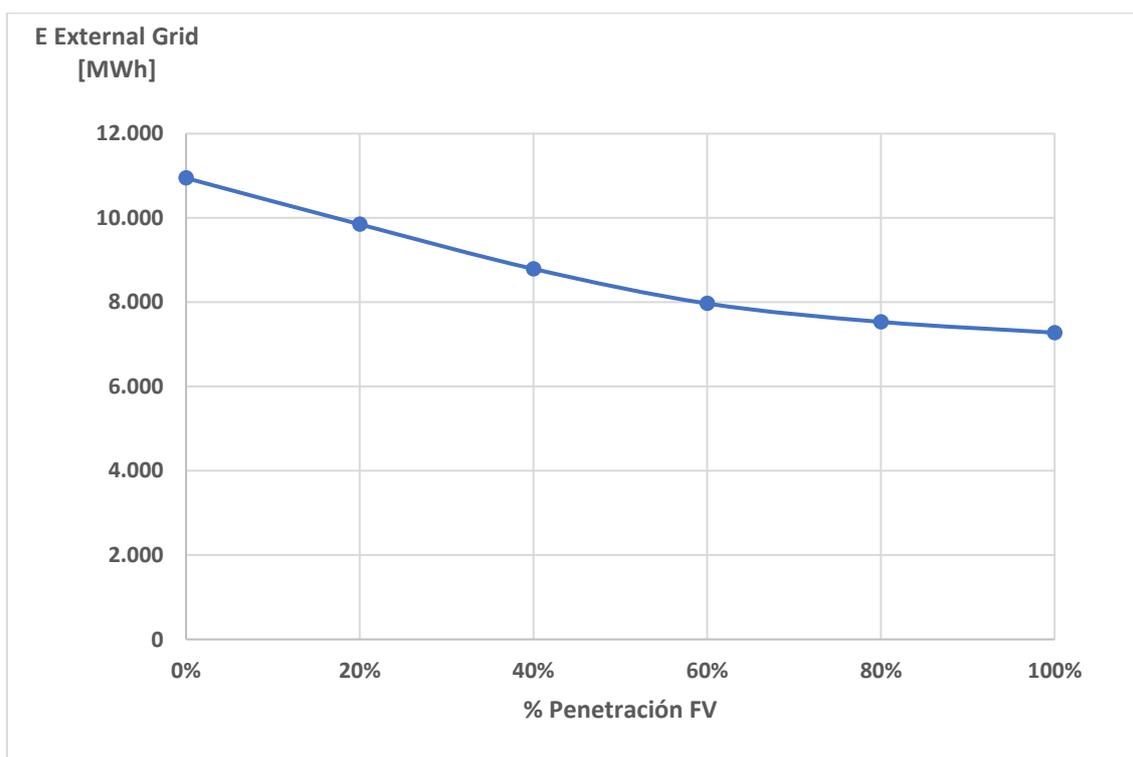


Figura 3.3.2.2 – Energía anual aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

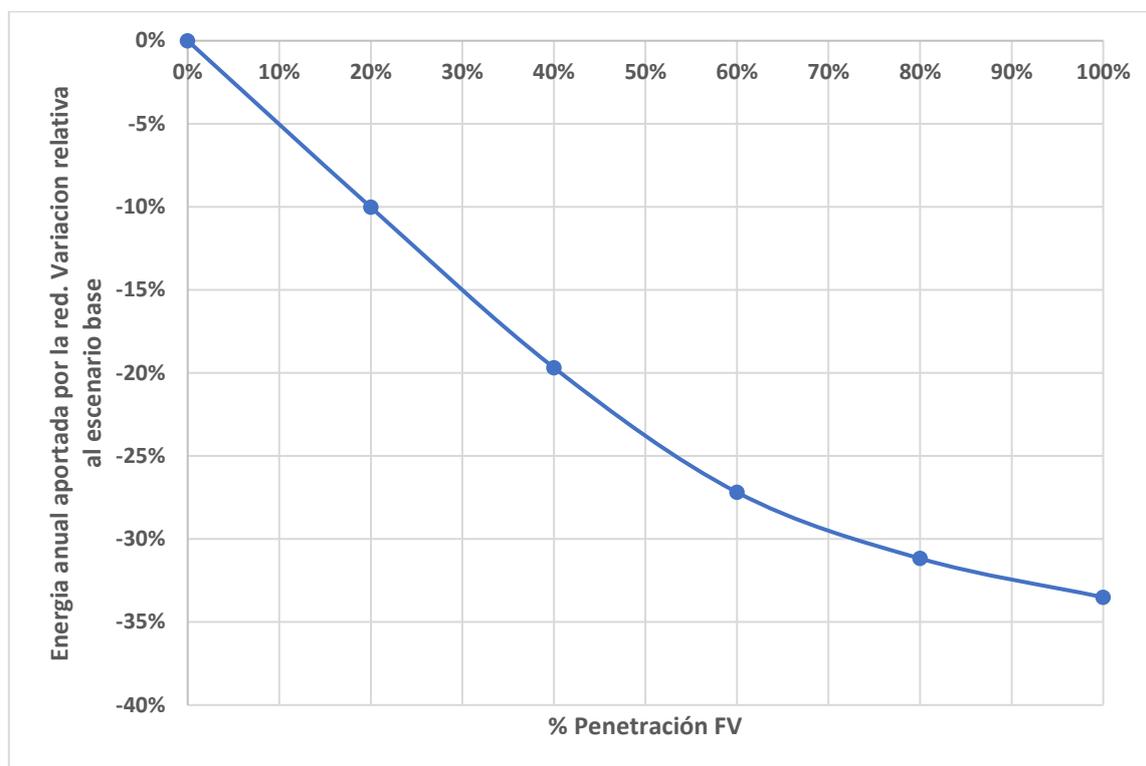


Figura 3.3.2.3 – Energía anual aportada por la External Grid en función de los distintos niveles de penetración FV, variación relativa al escenario base. Fuente: elaboración propia.

Puede observarse de los dos gráficos anteriores que la tasa de cambio disminuye para porcentajes de penetración FV cada vez más altos, alcanzando una reducción del 33,51% para el escenario en el que la totalidad de los paneles están generando. Esto se debe a que, aún en el hipotético caso en el que la cantidad de paneles sea infinita, la red deberá seguir entregando energía durante las horas sin luz solar.

### 3.3.3 Ahorro de emisiones de GEI

Como se presentó en la Figura 3.3.2.2, la energía que debe producir y aportar la *External Grid* disminuye para porcentajes de penetración FV cada vez mayores. Esto significa que, a su vez, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero necesarios para producir tal energía, suponiendo que la generación eléctrica en la red externa provenga de fuentes de energía de combustibles fósiles. En la Tabla 3.3.3.1 se presenta la cantidad de energía (en MWh) ahorrada respecto del caso base, para cada escenario con inyección de energía de origen FV a la red. Es decir, que los valores de la columna (C) de la Tabla 3.3.3.1 surgen de la diferencia entre la energía anual aportada por la *External Grid* en el escenario base (0% de penetración FV) y el correspondiente valor de la columna (B). Finalmente, multiplicando los valores de la columna (C) por el factor de emisiones de Argentina para el año 2019, estimado por la Secretaría de Energía [19], se obtuvo el ahorro de emisiones de GEI en el año de estudio, expresado en toneladas de CO<sub>2eq</sub> (columna (E)). El mismo se grafica en la Figura 3.3.3.1.

Tabla 3.3.3.1 – Cálculo del ahorro anual de emisiones de GEI por la implementación de generación FV, expresado en toneladas de CO<sub>2eq</sub>. Fuente: elaboración propia.

(A)	(B)	(C)	(D)	(E)
%penetración FV [%]	Energía anual aportada por la External Grid [MWh]	Energía anual ahorrada [MWh]	Factor de emisiones (2019) [19] [tCO <sub>2eq</sub> /MWh]	Ahorro anual de emisiones de GEI [tCO <sub>2eq</sub> ]
0%	10.945,12	0,00	0,4071	0,00
20%	9.847,88	1.097,24	0,4071	446,69
40%	8.790,62	2.154,50	0,4071	877,10
60%	7.969,09	2.976,02	0,4071	1.211,54
80%	7.532,87	3.412,24	0,4071	1.389,12
100%	7.277,23	3.667,88	0,4071	1.493,19

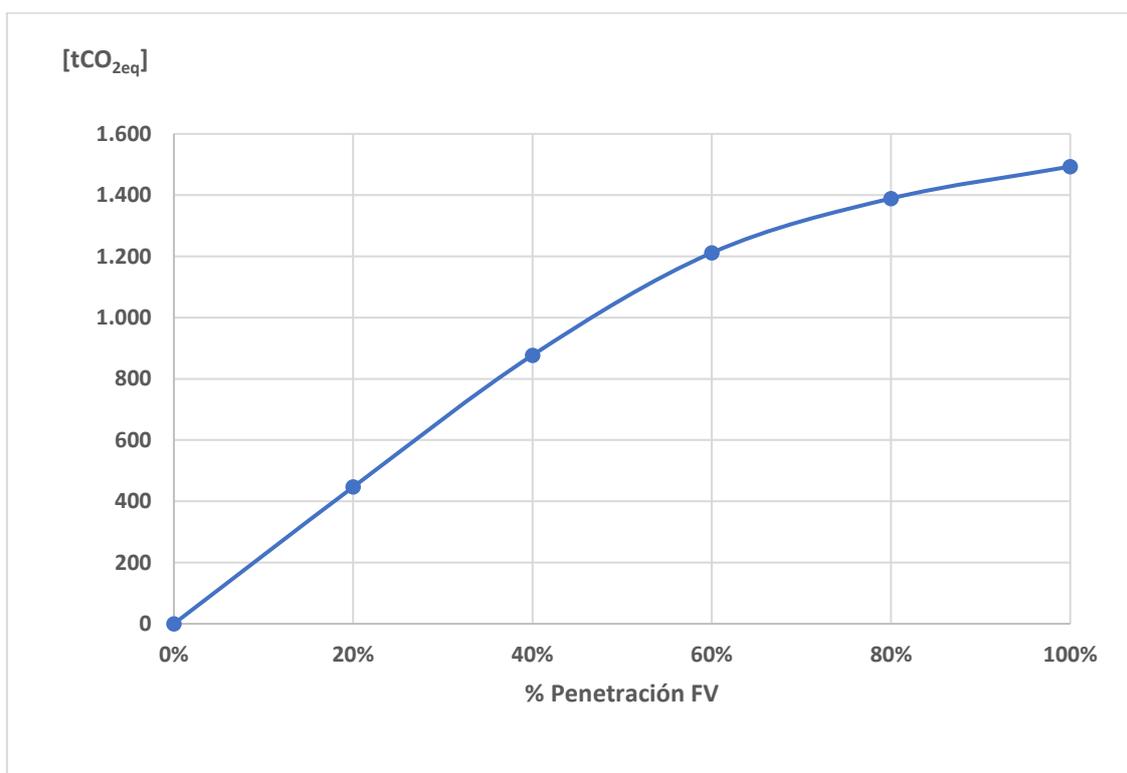


Figura 3.3.3.1 – Ahorro anual de emisiones de GEI, expresado en toneladas de CO<sub>2eq</sub>, en función del porcentaje de penetración FV. Fuente: elaboración propia.

Al querer graficar la variación porcentual de las toneladas de CO<sub>2eq</sub> ahorradas relativas al escenario base Figura 3.3.3.2, se obtuvo la misma curva de la Figura 3.3.2.3 debido a que, según la Ecuación ( 3.3.3.1) el factor de emisiones (FE) se cancela.

$$\begin{aligned} \Delta tCO_2 &= \frac{tCO_2 \text{ base} - tCO_2 i}{tCO_2 \text{ base}} \cdot 100\% = \\ &= \frac{E_{\text{base}} \cdot FE - E_i \cdot FE}{E_{\text{base}} \cdot FE} \cdot 100\% = \frac{E_{\text{base}} - E_i}{E_{\text{base}}} \cdot 100\% \end{aligned} \quad (3.3.3.1)$$

Donde:

$\Delta tCO_2$ : variación de toneladas de  $CO_{2eq}$  emitidas relativas al caso base, [ $tCO_{2eq}$ ];

$tCO_2 \text{ base}$ : toneladas de  $CO_{2eq}$  emitidas en el caso base, [ $tCO_{2eq}$ ];

$tCO_2 i$ : toneladas de  $CO_{2eq}$  emitidas en el escenario  $i$ , [ $tCO_{2eq}$ ];

$FE$ : factor de emisiones, [ $\frac{tCO_{2eq}}{MWh}$ ];

$E_{\text{base}}$ : energía aportada por la External Grid en el escenario base, [ $MWh$ ];

$E_i$ : energía aportada por la External Grid en el escenario  $i$ , [ $MWh$ ];

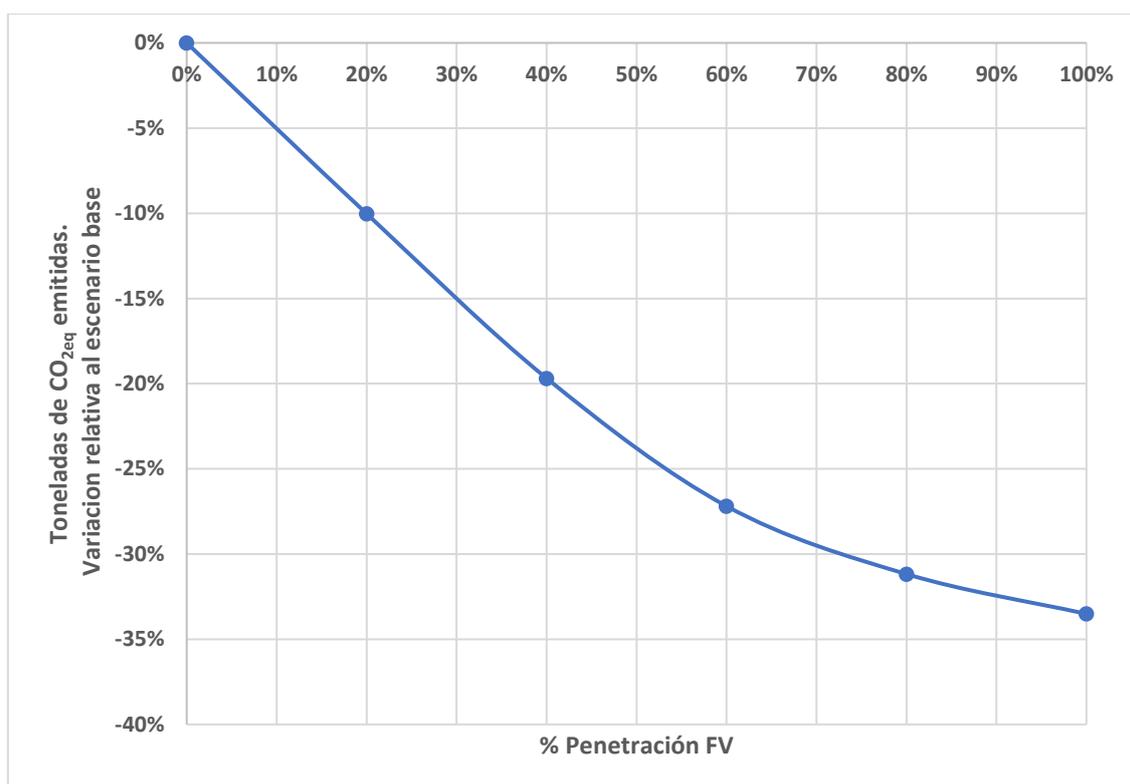


Figura 3.3.3.2 – Emisiones anuales de GEI en función de los distintos niveles de penetración FV, variación relativa al escenario base. Fuente: elaboración propia.

Al igual que lo explicado para la Figura 3.3.2.2 para la energía aportada por la *External Grid*, puede observarse de la Figura 3.3.3.1 y de la Figura 3.3.3.2 que la tasa de cambio es también decreciente a medida que se incrementa el porcentaje de penetración FV. Es decir que la cantidad de emisiones ahorrada tiende a un valor máximo, el cual no puede ser superado. Para

el presente estudio se obtuvo un ahorro del 33,51% en emisiones de GEI para un 100% de penetración FV, relativas a las emisiones registradas en el escenario base.

Como importante conclusión se destaca la reducción en más de un 33% de la energía anual entregada por la External Grid para el escenario en el cual todos los sistemas FV están habilitados, con respecto al escenario base. Este mismo porcentaje se traduce directamente en el ahorro de emisiones de GEI. Sin embargo, al momento de cuantificar la reducción en la huella de carbono se obtuvo como resultado un ahorro de cerca de 1500 toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.

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 proceso de fabricación, transporte e instalación de las placas. 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.

## 4. Conclusiones

Con el objetivo de analizar los cambios producidos en el comportamiento de la red eléctrica de MT y BT de una zona residencial de la ciudad de Mar del Plata debido a la incorporación de generación distribuida de origen fotovoltaico, fue digitalizado en el software DIgSILENT Power Factory el sistema de distribución abarcado por el Distribuidor denominado Don Bosco y French. Al realizar las simulaciones de funcionamiento para el período anual del año 2019, se obtuvieron datos de parámetros técnicos de la red que fueron tomados como base de comparación. Tales parámetros fueron, energía anual y potencia de pérdidas eléctricas en líneas, en transformadores, en carga y en vacío; energía anual consumida y potencia demandada; niveles de tensión en las subestaciones. Luego de simular los cinco escenarios que incluían generación FV en diferentes grados de penetración, se analizaron los datos obtenidos y se los comparó con aquellos registrados para el escenario base.

Para poder realizar simulaciones confiables, obtener resultados cercanos a la realidad y observar las variaciones estacionales durante el período de estudio, se logró confeccionar la curva diaria de demanda de cada usuario y la curva de generación diaria de cada sistema FV. Para la obtención de la primera se realizó un tratamiento de datos brindado por la Empresa Distribuidora, obteniendo la curva deseada como promedio estadístico del consumo de todo el distribuidor. Para la segunda, se hizo uso de catálogos de placas solares nacionales, se trataron datos referentes a la radiación solar en la zona de emplazamiento de los paneles y se realizó una inspección visual con herramientas informáticas geográficas con el objetivo de determinar características constructivas de cada vivienda que definen la potencia de los sistemas FV.

De los parámetros más importantes que se tuvieron en cuenta en el análisis se pueden mencionar las pérdidas eléctricas registradas en la red. Fue posible discriminar entre pérdidas en transformadores y en las líneas, y estas últimas a su vez se discriminaron entre pérdidas en líneas de BT y de MT. Sin embargo, al comparar los resultados de los cinco escenarios con GD con aquellos obtenidos para el escenario base, se encontró que el nivel de pérdidas totales se reduce constantemente hasta un 12,33% para el escenario con 60% de penetración FV. Seguidamente se observó un aumento de las pérdidas totales, alcanzando una reducción relativa al escenario base del 8,20% para un 100% de penetración FV. Sin embargo, dicho comportamiento es debido a la creciente inyección de corriente por parte de los paneles FV para escenarios con mayor porcentaje de penetración. Es decir que, al discriminar las pérdidas totales entre aquellas que son alimentadas por la Externa Grid (la cual produce emisiones de GEI para alimentar dichas pérdidas) y aquellas producidas por corrientes de origen FV, se concluyó que las primeras decrecen constantemente desde 550,41 *MWh* para el escenario base, hasta 395,67 *MWh* para un 100% de penetración FV. Por otro lado, las segundas aumentan desde 0 *MWh* en el escenario actual, hasta 109,59 *MWh* en el caso de mayor nivel FV. Por lo que respecta a emisiones de GEI se logra el mayor impacto positivo para un escenario con 100% de penetración FV.

También, se determinó cuánta energía es entregada anualmente por la External Grid para cada escenario. Comparando con el caso base, dicha energía es siempre menor para penetración FV creciente. Para el escenario base se registró una energía entregada por la External Grid de 10.945,12 *MWh* mientras que el mismo parámetro para un 100% de penetración FV se redujo

a 7.277,23 MWh, lo cual representa una disminución relativa de 33,51%. Sin embargo, se destaca que la tasa de cambio es negativa, esto significa que la energía entregada por la Externa Grid tiende a estabilizarse en un valor. Esto se debe a que, aún en el caso hipotético en el que la cantidad de paneles solares fuese infinita, la red externa aún tendrá que entregar energía durante las horas sin luz solar. Por lo tanto, al igual que lo aclarado en el caso anterior respecto a emisiones de GEI, se observa un impacto positivo creciente para grados de penetración en aumento.

Por lo mencionado anteriormente, fue de interés cuantificar el impacto ambiental que se produce debido a la instalación de paneles por parte de los consumidores finales del servicio de energía eléctrica. Al haber determinado la energía que entrega la External Grid en cada escenario, tanto para alimentar las cargas como las pérdidas de la red, se pudo fácilmente conocer cuánta energía se ahorra de entregar la misma en cada escenario con respecto al caso base. De esta manera, y conocido el factor de emisiones para la red argentina para el año 2019, fue posible calcular la cantidad de GEI que se ahorran de emitir en cada escenario, expresada en toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>. Pudo verse que las emisiones ahorradas aumentan para niveles de penetración FV crecientes alcanzando 1.493,19 tCO<sub>2eq</sub> ahorradas para el escenario con 100% de penetración FV, lo cual representa un ahorro del 33,51% relativo al caso base. Pudo observarse que el ahorro de emisiones tiende a estabilizarse en un valor máximo. Esto se debe a lo mismo que se explicó anteriormente respecto a que, aún en un caso extremo, durante las horas nocturnas la External Grid seguirá produciendo energía y emitiendo GEI.

Los niveles de tensión en la red son otro parámetro técnico importante para observar. Por tal motivo, se monitoreó la tensión en las barras de BT de todas las SE, para cada uno de los escenarios definidos con niveles diferentes de penetración FV. Con respecto al nivel mínimo de tensión registrado para cada escenario no se observaron variaciones respecto al escenario base en ninguna de las subestaciones. Pero, por otro lado, respecto al valor máximo de tensión registrado en barras de BT de las subestaciones para los diversos escenarios, se registró un constante aumento del mismo para niveles de penetración FV crecientes; sin embargo, en ningún caso se superó el límite de 1,08 p.u. establecido por la reglamentación. El nivel máximo de tensión registrado se desarrolló en una de las subestaciones más alejadas del inicio del distribuidor (SE\_73S00422). Para la misma se registró un valor de 1,01 p.u. para un nivel de penetración FV del 100%.

Del análisis de los resultados obtenidos para cada escenario planteado y por lo expuesto en los párrafos anteriores respecto a la comparación con el estado actual de la red, se concluye que, con la instalación de sistemas FV por parte de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, se produce un impacto ambiental positivo debido a la reducción de emisiones de GEI. A mayor nivel de penetración FV, más positivo es el impacto ambiental. Específicamente para el escenario con la totalidad de los sistemas FV generando energía, se obtuvo un ahorro de emisiones del 33,51% respecto al escenario base. Además, no se registraron valores anómalos en los parámetros de la red, tales como niveles de tensión. Por lo tanto, se ven cumplidos los objetivos de mejora enunciados en la Ley N°27.424/17, para todos los escenarios analizados.

## **5. Trabajos futuros**

Del presente trabajo se pueden desprender futuros proyectos, tales como discriminar con mayor precisión entre las pérdidas eléctricas que son alimentadas por la External Grid y aquellas alimentadas por los sistemas FV. Para esto, será necesario analizar el sentido del flujo de potencia en cada tramo de línea de la red para determinar si la corriente circulando por él es inyectada a la red por parte de la External Grid o de las placas FV.

Otro comportamiento de la red interesante para simular y analizar en futuros trabajos es en el caso de que los paneles FV tengan un sistema mixto de conexión. Esto es, que, además de estar conectados a la red con la posibilidad de inyectar energía excedente, cuenten con acumuladores o baterías para almacenar la energía que se produce durante las horas de luz solar, y utilizarla en los momentos de menor o nula generación FV.

Por otra parte se podría realizar un análisis de contingencias tales como cálculo de corrientes de cortocircuito para distintos niveles de inserción FV. También, estudiar la coordinación de protecciones es de especial interés debido a los flujos inversos producidos por la inyección de corriente de origen FV.

## 6. Bibliografía

- [1] Climate Transparency, Argentina. Reporte de Transparencia Climática, 2020.
- [2] «Ley N°27191. "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica",» República Argentina, 2015.
- [3] «Ley N°27424. "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública",» República Argentina, 2017.
- [4] A. Ghia y A. d. Rosso, Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución. Beneficios Económicos y Ambientales, 2013.
- [5] L. Álvarez, L. Neves, J. López y S. Zambrano, «Impacto de la Generación Distribuida en la red de Distribución,» Cuenca, Ecuador, 2017.
- [6] P. Eguia, E. Torres y J. García, «Proyecto GEDISPER. Informe Final,» Bilbao, España, 2016.
- [7] V. Quezada, J. Abbad y T. Roman, «Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation,» de *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, 2006, pp. 533-540.
- [8] A. Jurado y D. Blaiotta, «Funcionamiento y Simulación de Impacto en la Red de Sistema de Generación Distribuida con Energía Fotovoltaica. Análisis de Caso Particular,» Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 2018.
- [9] PROINGED, «Programa Provincial de Incentivo a la Generación de Energía Distribuida,» [En línea]. Available: <https://www.proinged.org.ar/>.
- [10] 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,» Córdoba, 2018.
- [11] 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 Aires, 2019.
- [12] DIgSILENT GmbH, «DIgSILENT Power Factory 15 User Manual,» Gomaringen, Germany, 2014.
- [13] «Código de Ordenamiento Territorial,» [En línea]. Available: <https://appsvr.mardelplata.gob.ar/consultas/cot/index.asp>.

- 
- [14] 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.
- [15] «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-de-carga-de-una-red-de-distribucion>. [Último acceso: 5 Marzo 2022].
- [16] M. Serna, de *Tecnología en la Fabricación de Paneles Solares*, Mar del Plata, 2018, pp. 7-21.
- [17] C. Navntoft y M. P. Cristófolo, «Guía del Recurso Solar,» Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, 2019.
- [18] «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?s=-38.000491,-57.582092,10&pv=small,0,0,1>. [Último acceso: 25 Mayo 2021].
- [19] OCEBA, [En línea]. Available: [https://oceba.gba.gov.ar/nueva\\_web/PDFS/cuadros-tarifarios/abril-2022/28-edea-sin-subsidio.pdf](https://oceba.gba.gov.ar/nueva_web/PDFS/cuadros-tarifarios/abril-2022/28-edea-sin-subsidio.pdf). [Último acceso: 20 Abril 2022].
- [20] OCEBA, «Subanexo D. Normas de calidad del servicio público y sanciones,» Buenos Aires.
- [21] United Nations, «Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system,» 2015.
- [22] Secretaría de Energía, 2019. [En línea]. Available: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>. [Último acceso: 28 Marzo 2022].

## Anexo I – Scripts

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 muy poco tiempo. Si bien la programación de cada script requiere de tiempo, este es despreciable frente al tiempo que requeriría realizar la serie de comandos en forma manual. El lenguaje de programación utilizado es DPL (DIgSILENT Programming Language).

En los siguientes apartados se transcriben las líneas de comando de los scripts que se desarrollaron con el objetivo de ahorrar tiempo y facilitar la modelación de la red, junto con una breve descripción de las tareas que realiza. Se recomienda leer el Apéndice D del Manual del usuario de DIgSILENT [12].

### 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, podrá verse que 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 el sistema de GD sea híbrido, es decir, que 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(0);
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);
```

## 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 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);

!*Busca las referencias de características 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 característica 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();
```

### **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 gráfico *PV System* en el entorno de DIGSILENT. También se hizo uso del mismo script para configurar ciertos parámetros comunes a todos los sistemas fotovoltaicos, tales como factor de potencia o cantidad de fases.

```
!*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 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
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 pertenece
    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 característica
    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 caracteristica 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 %o, perteneciente a la SE %o, 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();
```

### **Asignación de fase a las acometidas**

Al momento de modelar las acometidas fue necesario indicar a qué fase se conectaría cada una, ya que sino, por defecto, el programa las conectaba a todas en la fase “a”. Es por esto que con el siguiente script fue posible distribuir lo más equilibradamente posible las cargas en las tres fases “a”, “b” y “c”.

```
set set_lines, set_load;  
object line, type_line, type, bus1, bus2, load;  
string name_line;  
int bool1, bool2, fase;  
double residuo, length, aux1, error;
```

```
!*Limpia la ventana de salida  
ClearOutput();
```

```
!*Selecciona todas las lineas que están en en General Set 'Lines'  
set_lines=SEL.AllLines();  
set_lines.SortToName(0);  
line=set_lines.First();  
!*Inicializa variables  
fase=0;  
length=0.011; !Longitud en [km]  
error=0.0005;  
while(line){  
!*Obtiene el nombre del tipo de cable de la linea  
type_line=line:e:typ_id;  
name_line=type_line:e:loc_name;  
!*Compara el string con la letra B, si el nombre del tipo de linea  
!es Acom... devuelve un 1, sino, si es LBT o LMT devuelve un -1  
bool1=strcmp('B',name_line);  
  
!*Si es una acometida, entra al if  
if(bool1=1){  
!*Le asigna la longitud a la linea. 11mts al primero,  
!12 al segundo y así hasta 19 mts y vuelve a empezar  
line:e:dline=length;  
length=length+0.001;  
aux1=0.02-length; !Ver la descripción de cómo comparar decimales
```

```
if(aux1<error){
  length=0.011;
}
!*Obtiene el cubicle y le asigna la fase (0=fase a; 1=fase b; 2=fase c)
bus1=line:e:bus1;
bus1:e:it2p1=fase;
fase=fase+1;
if(fase=3){
  fase=0;
}
} !cierre if bool

line=set_lines.Next();
}

!*Selecciona todas las cargas que están en el General Set
!(tienen que ser solamente las cargas de edificios)
set_load=SEL.AllLoads();
load=set_load.First();
fase=0;
while(load){
!*Obtiene el cubicle y le asigna la fase (0=fase a; 1=fase b; 2=fase c)
  bus2=load:e:bus1;
  bus2:e:it2p1=fase;
  fase=fase+1;
  if(fase=3){
    fase=0;
  }
  load=set_load.Next();
}
```

## Anexo II – Base de datos: perfil de demanda del distribuidor

En este apartado se presenta un extracto de la base de datos brindada por la Empresa Distribuidora, con datos sobre la demanda de corriente [A] del distribuidor bajo estudio y se explica el trabajo realizado en Excel para filtrar, depurar y obtener los datos y curvas necesarios.

El archivo Excel sin depurar tenía el aspecto que se ve en la Tabla. 1, con datos del consumo (en [A]) de 6 distribuidores. La misma contenía 40384 filas con datos desde el año 2019 hasta el 2021, cada media hora, pero desordenados cronológicamente.

Tabla. 1 – Extracto base de datos: perfil de demanda del distribuidor. Fuente: elaboración propia.

FechaYHora	DIST04 French h/ Chile	DIST05 Carlos Tejedor	DIST06 Francia h/ Caisamar	DIST07 Don Bosco y French	DIST09 French h/ Dorrego	DIST12 Francia y Chacabuco
1/1/2019 00:00	62,11	76,03	103,13	108,69	82,91	37,35
1/1/2019 00:30	61,23	74,56	100,78	106,35	78,81	37,35
1/1/2019 01:00	60,06	74,56	98,73	104,59	78,81	37,35
1/1/2019 01:30	60,06	71,34	98,73	103,42	74,71	37,35
1/1/2019 02:00	58,6	70,17	95,22	98,44	73,54	35,3
1/1/2019 02:30	56,54	69,58	89,65	95,51	72,07	32,96
1/1/2019 03:00	55,37	67,82	84,38	89,94	68,56	32,96
1/1/2019 03:30	50,98	63,14	80,57	86,72	66,8	30,91
1/1/2019 04:00	49,22	60,79	77,64	83,5	66,8	30,91
1/1/2019 04:30	47,46	59,91	75,3	80,86	61,53	30,91
1/1/2019 05:00	47,46	57,86	70,31	76,76	56,84	28,57
1/1/2019 05:30	46,58	50,1	61,53	69,44	55,37	28,57
1/1/2019 06:00	42,77	46,73	52,44	59,47	49,81	23,88
1/1/2019 06:30	42,77	44,39	52,44	58,01	52,74	23,88
1/1/2019 07:00	40,14	44,09	52,44	61,82	53,32	23,88
1/1/2019 07:30	40,14	44,39	52,44	61,82	56,84	23,88
1/1/2019 08:00	41,02	43,8	50,1	59,47	55,37	23,88
1/1/2019 08:30	41,31	45,56	52,44	60,35	55,37	23,88
1/1/2019 09:00	39,84	47,61	52,44	60,35	54,49	26,22
1/1/2019 09:30	42,19	48,49	57,13	67,09	57,42	25,64
1/1/2019 10:00	45,12	48,19	56,84	62,4	56,25	27,98
1/1/2019 10:30	46,29	50,83	58,89	69,44	65,04	27,39
1/1/2019 11:00	45,41	52,59	63,28	74,12	62,99	29,74

En primer lugar, se desestimaron todos los datos de los distribuidores que no son de interés para el trabajo, además de los datos no pertenecientes al año de estudio (2019). Los datos que se mantuvieron se ordenaron cronológicamente, pero creando una hoja para cada mes. Luego,

en cada una de las 12 hojas creadas se realizaron los siguientes pasos (ver Tabla. 3). Se generó una columna (B) únicamente para la fecha y otra columna (C) únicamente para la hora, utilizando el relleno inteligente (Ctrl+Shift+E). A continuación, en otra columna (E), mediante la función TEXTO, se determinó qué día de la semana (lunes, martes, etc.) correspondía a cada fecha. En la columna F, con la ayuda de funciones lógicas como SI y O, se agruparon los días en tres categorías: Hábil, Sábado, Domingo/Feriado. Se tuvieron en cuenta los feriados del año 2019, indicados en la Tabla. 2.

Tabla. 2 – Feriados del año 2019. Fuente: elaboración propia.

Mes	Feriado
ENERO	1/1/2019
MARZO	4/3/2019
MARZO	5/3/2019
MARZO	24/3/2019
ABRIL	2/4/2019
ABRIL	19/4/2019
MAYO	1/5/2019
MAYO	25/5/2019
JUNIO	17/6/2019
JUNIO	20/6/2019
JULIO	8/7/2019
JULIO	9/7/2019
AGOSTO	19/8/2019
OCTUBRE	14/10/2019
NOVIEMBRE	20/11/2019
DICIEMBRE	8/12/2019
DICIEMBRE	25/12/2019

Seguidamente, en la columna G (Tabla. 3) se determinó el promedio diario de corriente [A], utilizando la función PROMEDIO.SI(B:B;B2:D:D). La misma calcula el promedio de la columna D si se cumple la condición que en la columna B los datos sean igual a cierta fecha. Una vez obtenido el promedio diario, se divide cada valor en [A] de la curva por dicho promedio, obteniéndose de esta forma los valores en por unidad para cada instante del mes.

Tabla. 3 – Extracto de base de datos depurada para el distribuidor Don Bosco y French. Fuente: elaboración propia.

B	C	D	E	F	G	H
Fecha	Hora	DIST07 Don Bosco y French	Día	Tipo de día	Promedio diario	Valores en p.u.
1/1/2019	22:30	110,75	Martes	DomFer	84,2	1,315
1/1/2019	23:00	102,84	Martes	DomFer	84,2	1,221
1/1/2019	23:30	99,61	Martes	DomFer	84,2	1,183
2/1/2019	00:00	94	Miercoles	Habil	86,7	1,084
2/1/2019	00:30	91,41	Miercoles	Habil	86,7	1,054
2/1/2019	01:00	86,72	Miercoles	Habil	86,7	1,000

Finalmente, se determinaron las curvas promedio de demanda diaria para los tres tipos de días típicos: Hábil, Sábado, Domingo/Feriado. Para tal objetivo se utilizó la función PROMEDIO.SI.CONJUNTO, la cual se la utilizó para calcular el promedio de los valores en p.u. si coincidía el horario y el tipo de día típico. La Tabla. 4 muestra los valores para el mes de enero y en la Figura. 1 se graficaron las curvas.

El procedimiento explicado en los párrafos anteriores se realizó para los doce meses del año.

Tabla. 4 – Curvas promedio de demanda diaria en p.u. para los tres tipos de días típicos. Fuente: elaboración propia.

	Habil	Sabado	DomFer
00:00	1,108	1,114	1,194
00:30	1,064	1,085	1,153
01:00	1,006	1,024	1,106
01:30	0,952	0,953	1,060
02:00	0,916	0,918	1,011
02:30	0,885	0,889	0,984
03:00	0,864	0,854	0,940
03:30	0,839	0,842	0,916
04:00	0,832	0,824	0,888
04:30	0,821	0,822	0,877
05:00	0,815	0,816	0,849
05:30	0,791	0,785	0,827
06:00	0,686	0,664	0,722
06:30	0,667	0,647	0,685
07:00	0,706	0,671	0,699
07:30	0,750	0,692	0,699
08:00	0,780	0,727	0,709

08:30	0,836	0,793	0,731
09:00	0,861	0,839	0,766
09:30	0,927	0,905	0,833
10:00	0,947	0,960	0,862
10:30	0,988	0,997	0,919
11:00	1,004	1,001	0,948
11:30	1,012	1,033	0,990
12:00	1,041	1,054	1,011
12:30	1,053	1,068	1,043
13:00	1,071	1,102	1,050
13:30	1,070	1,112	1,054
14:00	1,054	1,054	1,039
14:30	1,041	1,048	1,030
15:00	1,023	1,017	0,998
15:30	1,008	1,009	0,992
16:00	1,004	0,983	0,972
16:30	1,005	0,999	0,971
17:00	1,013	0,997	0,963
17:30	1,034	1,017	0,973
18:00	1,038	1,049	0,995
18:30	1,050	1,033	1,015
19:00	1,069	1,072	1,037
19:30	1,076	1,093	1,075
20:00	1,127	1,139	1,147
20:30	1,291	1,311	1,313
21:00	1,414	1,414	1,401
21:30	1,416	1,425	1,403
22:00	1,364	1,376	1,384
22:30	1,294	1,321	1,323
23:00	1,221	1,249	1,248
23:30	1,169	1,204	1,195

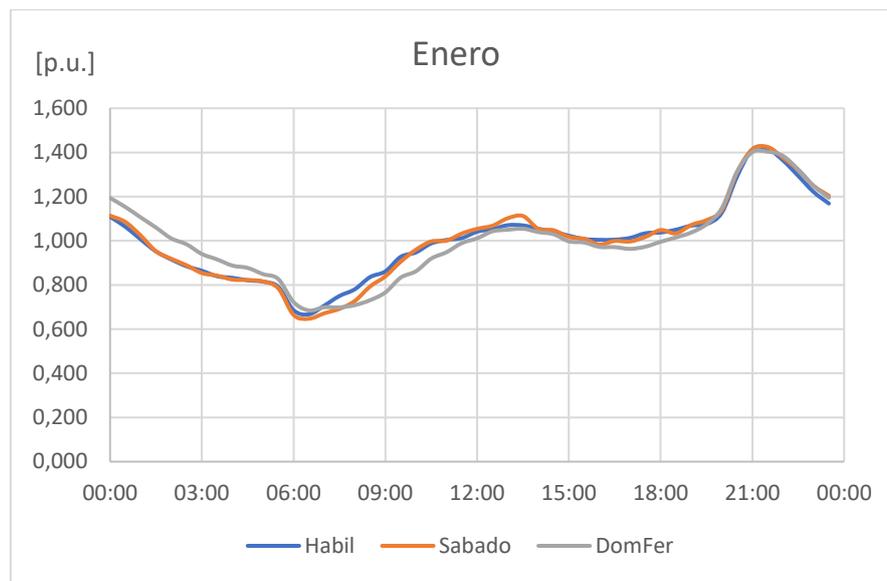


Figura. 1 – Curvas de demanda diaria en p.u., mes de enero. Fuente: elaboración propia.

### Anexo III – Base de datos: energía consumida por usuario

En este apartado se presenta un extracto de la base de datos brindada por la Empresa Distribuidora, con datos sobre el consumo de energía [kWh] de cada usuario para cada uno de los períodos (bimestres) de facturación, y se explica el trabajo realizado en Excel para filtrar, depurar y obtener los datos y curvas necesarios.

La base de datos original tenía el aspecto que se aprecia en la Tabla. 5. La misma contaba con 96700 filas de datos, ya que contenía el consumo [kWh] de cada usuario, en varios períodos de distintos años. Por ejemplo, el 119 en la primera fila y en la columna “PERIODS” se refiere al período 1 de facturación del año 2019; luego, el 20181126 es la fecha de inicio del período de facturación: 26/11/2018.

Además, el número de identificación de cada usuario como está cargado en el entorno del DIgSILENT, se conforma con la unión del número de sucursal, el número de cuenta y un cero.

Tabla. 5 – Extracto de base de datos: energía consumida por usuario. Fuente: elaboración propia.

SUCURSAL	CUENTA	PERIODS	DESDE	HASTA	CONSUMO	TARIFA
73	2077	119	20181126	20190125	289	TSO
73	2077	219	20190125	20190328	492	TSO
73	2077	319	20190328	20190528	132	TSO
73	2077	419	20190528	20190726	166	TSO
73	2077	519	20190726	20190926	103	TSO
73	2077	619	20190926	20191126	68	TSO
73	2077	120	20191126	20200127	28	TSO
73	2077	220	20200127	20200330	320	TSO
73	2077	320	20200330	20200526	190	TSO
73	2077	420	20200526	20200728	204	TSO
73	2077	520	20200728	20200928	148	TSO
73	2077	620	20200928	20201124	180	TSO
73	2077	121	20201124	20210125	436	TSO
73	2077	221	20210125	20210325	390	TSO
73	2077	321	20210325	20210526	346	TSO
73	2077	421	20210526	20210726	297	TSO
73	2122	119	20181126	20190125	76	T1G
73	2122	219	20190125	20190328	87	T1G
73	2122	319	20190328	20190528	56	T1G
73	2122	419	20190528	20190726	69	T1G

En primer lugar, se creó una Tabla (Ctrl+T, en Excel, ver

Tabla. 6) en la que los datos originales se encuentren más ordenados y fácil de entender. Por tal motivo, en la columna J, con la función CONCAT, se generó el número de usuario para que coincida con el número ingresado en el software. También, se discriminó el período en una columna (K) y el año correspondiente en otra (L).

Las fechas de inicio (M) y fin (N) del período se depuraron para que tengas formato dd/mm/aaaa, en vez de ser sólo un número. Mediante la función DIAS se indicaron la cantidad de días del período de facturación (O). Finalmente, en la columna Q, se calculó el valor de potencia media para cada período (Ecuación (. 1)). La misma está expresada en [MW] debido a que con esta unidad debe ser ingresada al DIGILENT.

$$Potencia = \frac{Consumo [kWh]}{24*dias*1000} \quad (. 1)$$

Tabla. 6 – Tabla preliminar con datos ordenados, extracto. Fuente: elaboración propia.

J	K	L	M	N	O	P	Q
Usuario	Período	Año	Fecha ini	Fecha fin	Días	Consumo	Potencia [MW]
7320770	1	19	26/11/2018	25/1/2019	60	289	0,000200694
7320770	2	19	25/1/2019	28/3/2019	62	492	0,000330645
7320770	3	19	28/3/2019	28/5/2019	61	132	9,01639E-05
7320770	4	19	28/5/2019	26/7/2019	59	166	0,000117232
7320770	5	19	26/7/2019	26/9/2019	62	103	6,92204E-05
7320770	6	19	26/9/2019	26/11/2019	61	68	4,64481E-05
7320770	1	20	26/11/2019	27/1/2020	62	28	1,88172E-05
7320770	2	20	27/1/2020	30/3/2020	63	320	0,00021164
7320770	3	20	30/3/2020	26/5/2020	57	190	0,000138889
7320770	4	20	26/5/2020	28/7/2020	63	204	0,000134921
7320770	5	20	28/7/2020	28/9/2020	62	148	9,94624E-05
7320770	6	20	28/9/2020	24/11/2020	57	180	0,000131579
7320770	1	21	24/11/2020	25/1/2021	62	436	0,000293011
7320770	2	21	25/1/2021	25/3/2021	59	390	0,000275424
7320770	3	21	25/3/2021	26/5/2021	62	346	0,000232527
7320770	4	21	26/5/2021	26/7/2021	61	297	0,000202869
7321220	1	19	26/11/2018	25/1/2019	60	76	5,27778E-05
7321220	2	19	25/1/2019	28/3/2019	62	87	5,84677E-05
7321220	3	19	28/3/2019	28/5/2019	61	56	3,82514E-05
7321220	4	19	28/5/2019	26/7/2019	59	69	4,87288E-05

Una vez los datos fueron ordenados en la tabla precedente, se utilizó la función de Tabla Dinámica (Tabla. 7) para poder obtener los datos de potencia media en cada uno de los 6 períodos, para cada usuario, únicamente para el año 2019.

Tabla. 7 – Tabla Dinámica con datos de potencia media por usuario y por período para el 2019. Fuente: elaboración propia.

Año	19					
Suma de Potencia [MW]	Etiquetas de columna					
Etiquetas de fila	1	2	3	4	5	6
7320770	0,0002007	0,0003306	0,0000902	0,0001172	0,0000692	0,0000464
7321220	0,0000528	0,0000585	0,0000383	0,0000487	0,0000262	0,0000164
7321240	0,0002639	0,0002957	0,0002944	0,0003051	0,0002433	0,0002568
7321450	0,0002674	0,0002923	0,0003156	0,0003192	0,0003333	0,0003128
7321500	0,0001771	0,0001828	0,0001701	0,0001518	0,0001425	0,0001742
7321760	0,0002472	0,0002661	0,0002787	0,0002754	0,0003098	0,0003613
7321790	0,0002601	0,0002728	0,0003620	0,0005056	0,0003078	0,0003395
7321920	0,0005276	0,0005222	0,0004003	0,0004993	0,0004052	0,0003975
7322390	0,0002836	0,0002601	0,0002623	0,0003157	0,0002923	0,0002739
7322640	0,0000785	0,0000410	0,0000915	0,0000932	0,0001156	0,0001045

Finalmente, para tener una base de datos con los usuarios separado por subestación, se crearon 16 hojas, una por cada SE. Allí se encuentra el consumo medio de potencia de cada usuario para cada mes. Dicho dato es buscado automáticamente en la Tabla Dinámica mediante la función BUSCARV. Estas últimas tablas son las que contienen los datos que fueron cargados mediante un *script* como característica de consumo de los usuarios. El ejemplo presentado en la Tabla. 8 corresponde a algunos usuarios de la subestación SE\_73S01217.

Tabla. 8 – Extracto de base de datos final de potencia media demandada [MW] por usuario, por mes y por subestación. Fuente: elaboración propia.

Usuario	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul <sup>34</sup>
731643280	0,000053	0,000053	0,000063	0,000063	0,000063	0,000063	0,000059
731643290	0,000204	0,000204	0,000114	0,000114	0,000195	0,000195	0,000148
731643310	0,000142	0,000142	0,000056	0,000056	0,000076	0,000076	0,000048
731643320	0,000358	0,000358	0,000329	0,000329	0,000367	0,000367	0,000391
731643330	0,000109	0,000109	0,000138	0,000138	0,000072	0,000072	0,000039
731643350	0,000126	0,000126	0,000144	0,000144	0,000144	0,000144	0,000169
731643360	0,000585	0,000585	0,000646	0,000646	0,000478	0,000478	0,000444

<sup>34</sup> No se incluyen el resto de los meses por una cuestión de espacio, pero la base de datos está realizada para los 12 meses del año.

## Anexo IV – Paneles solares: Hoja de datos técnicos

# SOLARTEC®

### Módulos Fotovoltaicos Policristalinos de Alto rendimiento

#### Características principales

-  Módulo policristalino diseñado 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 conexiones 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  $\pm 0 \pm 3\%$
- 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

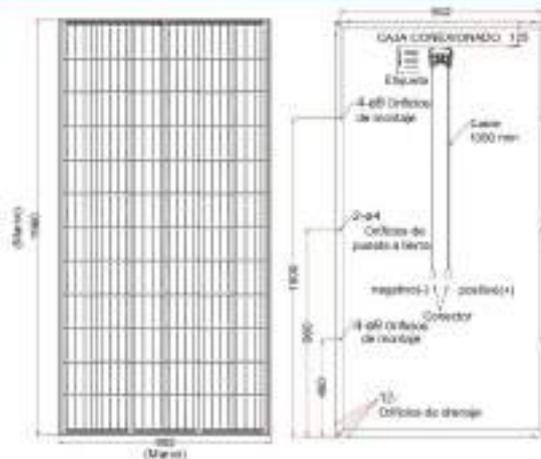


**SOLARTEC®**

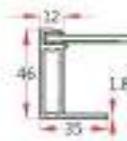
## SOL-6P-72-XXX-4BB Series 320W-345W

### Módulos Fotovoltaicos Policristalinos de Alto Rendimiento

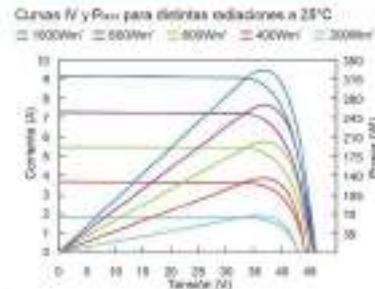
#### Características mecánicas



Dimensiones: 1960 mm x 992 mm x 46 mm  
 Celdas: 72 celdas policristalinas de 166x166 mm  
 Conexión: Caja de conexión IP65, 3 diodos de bypass  
 Cable: 4 mm<sup>2</sup> x 1,0 m compatible con conectores Tyco o MCA  
 Marco: Aluminio anodizado  
 Peso: 23,5 kg / 51,76 lbs



#### Curva IV



#### Coefficientes de temperatura

Coef. Temp. para I<sub>sc</sub> = 0.05 %/°C  
 Coef. Temp. para V<sub>oc</sub> = -0.30 %/°C  
 Coef. Temp. para P<sub>max</sub> = -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 580 kg/m<sup>2</sup>  
 Carga por vientos: 2400 Pa

#### Características eléctricas @ STC\*

Modelo	STC: 1000 W/m <sup>2</sup> irradiancia, 25°C Temperatura celdas, AM 1.5 distribución espectral según EN 60904-3					
	320	325	330	335	340	345
Potencia máxima [P <sub>max</sub> ]	320	325	330	335	340	345
Tolerancia**	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%	+3%
Tensión en P <sub>max</sub> [V <sub>pm</sub> ]	38.00	38.06	38.11	38.25	38.42	38.60
Corriente en P <sub>max</sub> [I <sub>pm</sub> ]	8.42	8.54	8.66	8.76	8.85	8.94
Tensión de circuito abierto [V <sub>oc</sub> ]	45.50	46.00	46.20	46.40	46.70	47.10
Corriente de cortocircuito [I <sub>sc</sub> ]	8.76	8.96	9.13	9.23	9.32	9.41
Eficiencia del módulo [%]	18.46	18.72	18.97	19.23	19.49	19.74

\*STC: 1000 W/m<sup>2</sup> irradiancia, 25°C Temperatura celdas, AM 1.5 distribución espectral según EN 60904-3.

\*\*La tolerancia puede ajustarse.

NDCT: Temperatura de operación del módulo en circuito abierto a 800 W/m<sup>2</sup> de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1 m/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 (95% por 10 años, 80% por 25 años).

**SOLARTEC S.A.**

México 2145 - CP 1840  
 Mar del Plata - Bs As - Argentina  
 Tel.: +54 11 4830 1040  
 Fax: +54 11 4836 1381  
 e-mail: info@solartec.com.ar

09-2014-0001-01

## Anexo V – Energía anual generada por un único panel

En este apartado 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 2.7.4. 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. 9). La última fila indica la irradiación global en el plano horizontal en un día promedio del mes respectivo a cada columna.

Tabla. 9 – Curva diaria de irradiación global en el plano horizontal [kWh/m<sup>2</sup>]. 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	0,000	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  $30^\circ$  y orientación respecto al norte de  $55^\circ$ , los factores de corrección para cada mes se listan en la Tabla. 10.

Tabla. 10 – Factores de corrección para la irradiación global en el plano horizontal, para una inclinación de  $30^\circ$  y un azimut de  $55^\circ$ . Fuente: elaboración propia.

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. 11. 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

