

Universidad Nacional de Rosario  
*Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura*  
*Escuela de Posgrado y Educación Continua*



Proyecto de Tesis de Maestría  
**ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN REDES  
ELÉCTRICAS DE VENADO TUERTO.**

*Ing. Cristian J. Marmioli*

Director: Mg. Ing. Natalio J. Milardovich

Co-Director: Ing. Esp. Pablo A. Urdiales

*Proyecto de Tesis presentado en la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura; en cumplimiento parcial de los requisitos para optar al título de*

**“Magister en Energía para el Desarrollo Sostenible”**

Mayo 2025

**RESUMEN.** Los actuales modelos de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica están transitando un importante cambio de paradigma; principalmente en lo que respecta a la producción de energía en las proximidades de los lugares donde se utiliza.

Este nuevo modelo, conocido como Generación Distribuida (GD), ha crecido rápidamente a nivel mundial gracias a la integración de diversas fuentes renovables. Este desarrollo se debe, en gran medida, al apoyo de políticas energéticas estatales, enfocadas en mejorar la confiabilidad energética, aumentar los beneficios socioeconómicos y reducir el impacto ambiental. Dentro de este marco de crecimiento, se hace estrictamente necesario conocer los efectos concretos que tiene este tipo de generación en las redes de distribución. La modelización por software es una herramienta que ofrece ventajas significativas en términos de precisión, tiempo y recursos a la hora de analizar estos efectos. También tiene la capacidad de modelar sistemas de alta complejidad, siendo flexible a la hora de tener que simular diferentes escenarios.

Este Proyecto de Tesis busca analizar los beneficios, en términos de eficiencia energética, que conllevan los proyectos de GD con fuentes renovables en la red eléctrica de la ciudad de Venado Tuerto por intermedio de simulación numérica. El trabajo servirá de base técnica para el emplazamiento correcto de futuros proyectos de inversión.

Palabras clave: Generación distribuida, Energía solar fotovoltaica, Biogás, Redes eléctricas, simulación.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN. ....	8
1.1 Contexto de la tesis.....	8
1.2 Objetivos.....	11
1.3 Alcance .....	11
1.4 Estructura del documento .....	12
2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA. ....	14
2.1 Sistemas eléctricos de potencia.....	14
2.2 Sistemas eléctricos de distribución .....	15
2.3 Generación distribuida .....	16
2.3.1 Definición .....	16
2.3.2 Beneficios .....	17
2.3.3 Inconvenientes y necesidad de optimización de GD.....	19
2.3.4 Impactos técnicos en las redes de distribución.....	20
2.4 Tecnologías de Generación distribuida.....	25
2.4.1 Generación solar fotovoltaica.....	26
2.4.2 Generación eléctrica por biogas .....	36
2.4.3 Modos de operación de las tecnologías de GD .....	42
2.5 Simulación por software.....	44
2.6 Estudios requeridos para la interconexión de una nueva fuente de generación al SADI.....	45
2.6.1 Clasificación de etapas de requerimientos para la conexión. ....	45
2.6.2 Estudios requeridos por etapa .....	46
3. DESCRIPCIÓN DE LA RED A ESTUDIAR. ....	47
3.1 Red de distribución .....	47
3.2 Sistemas de generación existentes y proyectados. ....	50
3.2.1 Planta de Biogas “Seeds Energy S.A .....	50
3.2.2 Parque solar fotovoltaico 5 MW .....	52
3.2.3 Usuarios-generadores conectados a la red de distribución .....	54
4. MODELADO Y SIMULACIÓN.....	57
4.1 Modelado de la red. ....	57

4.1.1	Líneas de distribución y transformadores eléctricos. ....	58
4.1.2	Sistemas de generación .....	58
4.1.3	Modelado de generación fotovoltaica .....	58
4.1.4	Modelado de generación por biogás.....	62
4.1.5	Demanda eléctrica .....	62
4.2	Validación del modelo .....	64
4.3	Análisis de flujo de potencia.....	72
4.4	Descripción de los casos de estudio .....	72
4.5	Resultados de la simulación .....	73
4.5.1	Caso 1. ....	73
4.5.2	Caso 2. ....	77
4.5.3	Caso 3. ....	81
4.5.4	Caso 4. ....	85
4.5.5	Caso 5. ....	89
4.6	Resumen de resultados. ....	93
4.7	Análisis de resultados. ....	94
4.8	Beneficios económicos y ambientales. ....	98
5.	Conclusiones.....	101
6.	Bibliografía .....	103
6.1	Leyes y Decretos .....	104
6.2	Software.....	104
6.3	Enlaces online.....	105
6.4	Material de la Maestría.....	105

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Energía y demanda eléctrica de fuentes renovables de generación en Argentina. ....	9
Figura 2.1.	Sistema eléctrico de potencia. ....	14
Figura 2.2.	Sistema eléctrico de potencia con incorporación de GD. ....	17
Figura 2.3	Perfil de carga de un alimentador radial .....	22
Figura 2.4	De izquierda a derecha, panel con celdas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo respectivamente. ....	29
Figura 2.5	Curva I-V de un módulo fotovoltaico.....	30
Figura 2.6.	Efecto de la Irradiancia en la curva característica V - I de las células fotovoltaicas. ....	31
Figura 2.7	Efecto de la temperatura en la curva característica V - I de las células fotovoltaicas.....	32

Figura 2.8 Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico.....	34
Figura 2.9 Principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red. ....	35
Figura 2.10 Clasificación de la biomasa. ....	37
Figura 2.11 Composición biogás.....	38
Figura 2.12 Esquema de una planta de biogás. ....	39
Figura 2.13 Esquema general de un biodigestor de mezcla completa. ....	40
Figura 2.14. Esquema general de un biodigestor tipo flujo pistón. ....	41
Figura 2.15 Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia constante.....	43
Figura 3.1 Red principal de media tensión CEVT. ....	48
Figura 3.2 Diagrama unifilar de Red de distribución eléctrica en 33kV de Venado Tuerto en configuración de operación 1. ....	49
Figura 3.3 Diagrama unifilar de Red de distribución eléctrica en 33kV de Venado Tuerto en configuración de operación 2. ....	49
Figura 3.4 Imagen satelital Seeds Energy S.A. ....	51
Figura 3.5 Esquema unifilar de interconexión.....	52
Figura 3.6 Layout del PSFV – Elaborado por Coral Energía S.A.....	53
Figura 3.7 Potencia instalada de usuarios generadores en cada año.....	56
Figura 4.1 Interfaz para parametrización de panel fotovoltaico en ETAP.....	59
Figura 4.2 Interfaz de carga de datos para el modelado de generación. ....	60
Figura 4.3 Herramienta en línea Power Data Access Viewer. ....	61
Figura 4.4 Interfaz de carga de datos para el modelado de demandas. ....	63
Figura 4.5 Comparación de pérdidas medidas y simuladas para el día 10/01/2023.....	65
Figura 4.6 Pérdidas eléctricas según simulación.....	68
Figura 4.7 Pérdidas eléctricas en alimentador principal 2 según simulación. ....	67
Figura 4.8 Diagrama unifilar de la pantalla de monitoreo de la CEVT. ....	70
Figura 4.9 Resultados de la simulación en condiciones de red del día.....	71
Figura 4.10 Diagrama unifilar de caso 1 en configuración de red 1. ....	74
Figura 4.11 Diagrama unifilar de caso 1 en configuración de red 1. ....	75
Figura 4.12 Caso 1 : Potencia activa perdida en el sistema. ....	76
Figura 4.13 Caso 1: Porcentaje de carga en alimentador Usina33. ....	76
Figura 4.14 Caso 1: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación.....	77
Figura 4.15 Diagrama unifilar de caso 2 en configuración de red 1. ....	78
Figura 4.16 Diagrama unifilar de caso 2 en configuración de red 2. ....	79
Figura 4.17 Caso 2: Potencia activa perdida en el sistema.....	80
Figura 4.18 Caso 2: Porcentaje de carga en alimentador Usina33.....	80
Figura 4.19 Caso 2: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación.....	81
Figura 4.20 Diagrama unifilar de caso 3 en configuración de red 1. ....	82
Figura 4.21 Diagrama unifilar de caso 3 en configuración de red 2. ....	83
Figura 4.22 Caso 3: Potencia activa perdida en el sistema.....	84

Figura 4.23 Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Usina33. ....	84
Figura 4.24 Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación.....	85
Figura 4.25 Diagrama unifilar de caso 4 en configuración de red 1. ....	86
Figura 4.26 Diagrama unifilar de caso 4 en configuración de red 2. ....	87
Figura 4.27 Caso 4: Potencia activa perdida en el sistema. ....	88
Figura 4.28 Caso 4: Porcentaje de carga en alimentador Usina33. ....	89
Figura 4.29 Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación.....	89
Figura 4.30 Diagrama unifilar de caso 5 en configuración de red 1. ....	90
Figura 4.31 Diagrama unifilar de caso 5 en configuración de red 1. ....	91
Figura 4.32 Caso 5: Potencia activa perdida en el sistema.....	92
Figura 4.33 Caso 5: Porcentaje de carga en alimentador Usina33.....	92
Figura 4.34 Caso 5: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación.....	93
Figura 4.35 Evolución de la demanda en el alimentador Usina33 en Configuración 1. ....	95
Figura 4.36 Evolución de la demanda en el alimentador Usina33 en Configuración 2. ....	95
Figura 4.37 Evolución de la demanda en alimentador Circunvalación en Configuración 1. ....	96
Figura 4.38 Evolución de la demanda en el alimentador Circunvalación en Configuración 2.....	97

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Características de eficiencia de cada tecnología.....	29
Tabla 2.2 Estudios requeridos por etapa. ....	46
Tabla 3.1 Proyectos adjudicados en la localidad de Venado Tuerto.....	52
Tabla 3.2 Listado de usuarios-generadores conectados a la red de la CEVT.....	55
Tabla 4.1 Extracto de exportación de datos de demandas del sistema SCADA de la CEVT. ....	64
Tabla 4.2 Comparación de pérdidas energéticas entre simulación y mediciones SCADA.....	66
Tabla 4.3 Resultados de pérdidas en los circuitos de alimentación 1 y 2.....	69
Tabla 4.4 Cálculo de pérdidas a partir de datos de demandas del sistema SCADA CEVT.....	68
Tabla 4.5 Comparación de resultados de simulación para los 5 casos de estudio. ....	93
Tabla 4.6 Emisiones y costos asociados a las pérdidas generadas en cada caso. ....	98
Tabla 4.7 Reducción de costos y emisiones por la presencia de GD.....	99
Tabla 4.8 Reducción de costos y emisiones en escenarios futuros. ....	99

## ANEXOS

Anexo N°1 Pano N°1450 Caracterización de red eléctrica de 33 kV.

Anexo N°2 Plano N°1658 Layout de interconexión de PSFV.

Anexo N°3 Escenarios de contingencia del PSFV con inyección en calle Huhn y Ruta Nacional N°8.

Anexo N°4 Simbología utilizada en los diagramas unifilares (ETAP-IEC).

## Lista de Abreviaturas y Siglas

<b>Sigla</b>	<b>Significado</b>
<b>AM</b>	Masa de Aire
<b>CAMMESA</b>	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima
<b>CEVT</b>	Cooperativa Eléctrica de Venado Tuerto
<b>CHP</b>	Cogeneración
<b>EPBT</b>	Tiempo de Retorno Energético
<b>EPE</b>	Empresa Provincial de la Energía (Santa Fe)
<b>EPESF</b>	Empresa Provincial de Energía de Santa Fe
<b>FESCOE</b>	Federación Santafesina de Cooperativas de Electricidad Obras y Servicios Públicos
<b>FPC</b>	Factor de Potencia Constante
<b>FV</b>	Fotovoltaico
<b>GD</b>	Generación Distribuida
<b>MCV</b>	Modo de Control de Voltaje
<b>MPPT</b>	Seguidor del Punto de Máxima Potencia
<b>NP</b>	Nivel de Penetración
<b>ON-GRID</b>	Sistema conectado a la red eléctrica
<b>PQ</b>	Modo de operación con potencia activa y reactiva constantes
<b>PSFV</b>	Parque Solar Fotovoltaico
<b>PV</b>	Modo de operación con control de tensión
<b>PWM</b>	Modulación por Ancho de Pulsos
<b>SADI</b>	Sistema Argentino de Interconexión
<b>SCADA</b>	Sistema de Control y Adquisición de Datos
<b>SE</b>	Subestación
<b>STC</b>	Condiciones Estándar de Prueba
<b>TI/TV</b>	Transformadores de Corriente/Tensión

## 1. INTRODUCCIÓN

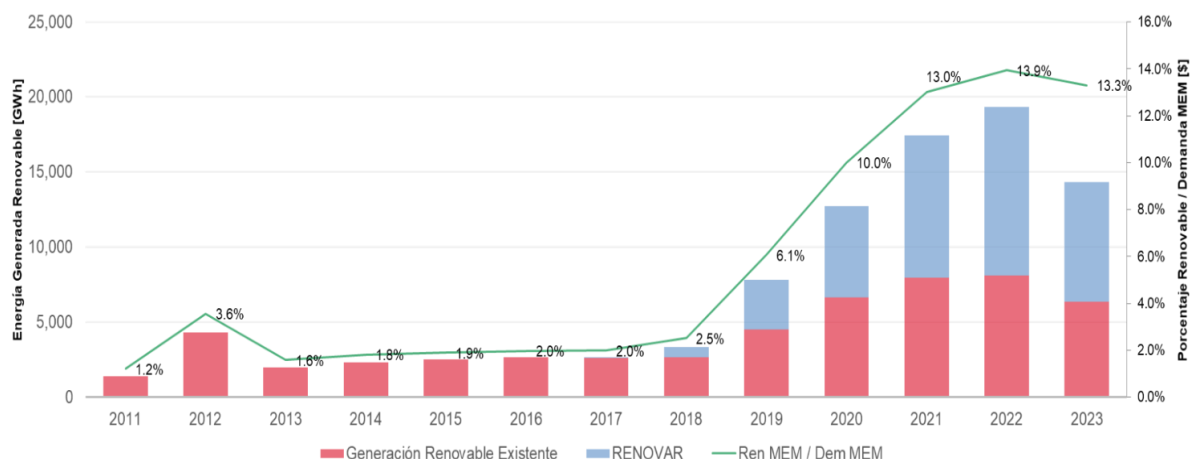
### 1.1 Contexto de la tesis

Las energías renovables continúan creciendo en Argentina. En 2021 se cubrió un 13% de la demanda y se habilitaron 26 proyectos de gran escala que añadieron un total de 1.004,57 MW al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Del total de potencia instalada incorporada en 2021, el 97% correspondió a fuentes de energías renovables. Hacia fines del período 2022, el país contaba con 187 proyectos operativos que aportan más de 5 MW cada uno, totalizando 5.181,74 MW, lo cual permite abastecer la demanda eléctrica de aproximadamente 5,3 millones de hogares (Secretaría de Energía de la Nación, 2022).

Este crecimiento sostenido se encuentra en línea con el objetivo de cubrir al menos el 20% de la demanda eléctrica nacional con fuentes renovables hacia 2025, tal como establece la Ley Nacional 27.191, sancionada en forma unánime por el Congreso Nacional en 2015, la cual modifica y amplía los alcances de la Ley 26.190 del año 2006. En perspectiva, el impacto de esta legislación ha sido significativo: hasta julio de 2018, las energías renovables representaban menos del 2% de la generación total del país, lo que resalta la aceleración que experimentó el sector en los últimos años.

Luego de la sanción de la Ley 27.191 y su reglamentación mediante el Decreto 531/2016, se puso en marcha el programa RenovAr, que adjudicó proyectos fotovoltaicos por más de 1.700 MW en sus cuatro rondas. A su vez, a través del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) se añadieron aproximadamente 300 MW más a la matriz eléctrica nacional.

La Figura 1.1 muestra, mediante un gráfico de barras, la evolución anual de la energía generada y de la demanda eléctrica cubierta por fuentes renovables en Argentina, hasta el año 2023 inclusive. Allí se evidencia claramente el crecimiento sostenido del sector, así como la incidencia de los programas RenovAr y MaTER en dicho proceso.



**Figura 1.1** Energía y demanda eléctrica de fuentes renovables de generación en Argentina. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMESSA), “Energías Renovables”, 2023.

El 31 de enero de 2023, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía emitió la Resolución 609/2023, donde se detallan los resultados de una convocatoria lanzada ese mes, destinada a adjudicar nueva capacidad renovable por un total estimado de 620 MW.

Según datos de CAMMESA, en abril de 2024 las energías renovables abastecieron el 18,6% de la demanda eléctrica nacional, marcando un récord histórico. Este avance fue impulsado principalmente por la energía eólica (74,1%) y la solar (15,2%) (Mejor Energía, 2024).

En la localidad de Venado Tuerto, como consecuencia de estos dos últimos programas, podemos encontrar en funcionamiento la planta de biogás de la empresa Seeds Energy S.A entregando una potencia de 2 MW a la red. También se encuentra adjudicado, mediante los proyectos “PS Venado Tuerto 4” y “PS Venado Tuerto 6”, la ejecución de dos parques fotovoltaicos de 5 y 20 MW de potencia respectivamente, a cargo de la empresa Coral Energía S.A del Grupo Iraola, conocido en la zona por ser propietario de la compañía Corven Motos (apartado 3.2.2).

En paralelo, la provincia de Santa Fe ha promovido distintas iniciativas para el desarrollo de la generación distribuida a partir de fuentes renovables. E programa

“Prosumidores”, vigente desde 2016, incluye un esquema de financiación disponible desde 2018. Posteriormente, el Programa “ERA” (Decreto N°1098, 2020) introdujo cambios en el esquema de facturación con el fin de incentivar el autoconsumo en las instalaciones, y su ampliación a “Programa ERA colaborativo” permite que los usuarios se asocien para la adquisición, administración, disposición y mantenimiento de instalaciones de generación distribuida de fuentes renovables, obteniendo beneficios tarifarios en sus facturas como consumidores (Res.316,2021). Actualmente, el programa Prosumidores 4.0 continúa con el esquema técnico y comercial del programa anterior, añadiendo un incentivo extra a la inyección de energía (Decreto N°889, 2024). Todos estos programas tienen como objetivo incentivar el uso de energías renovables para generación de energía eléctrica distribuida incorporando la figura de “usuario-generador” en las distribuidoras eléctricas de la provincia.

Estos programas han impulsado la adhesión de 58 usuarios-generadores de pequeña escala en la localidad de Venado Tuerto, sumando en conjunto una potencia instalada de 300 kW (apartado 3.2.3).

Las políticas estatales descritas se focalizan en mejorar la confiabilidad energética, en incrementar los beneficios socioeconómicos, y en priorizar la minimización del impacto ambiental. Sin embargo, el cumplimiento de estos objetivos guarda relación directa con la definición del punto de conexión, el tamaño de las unidades generadores, niveles de penetración<sup>1</sup> y otros aspectos técnicos que se tratarán en este proyecto.

---

<sup>1</sup> El nivel de penetración (NP) de la GD, es la fracción de la carga total del sistema ( $P_T$ ) que es servida por la GD, siendo definida por la siguiente ecuación:

$$NP = \frac{P_{GD}}{P_T}$$

donde  $P_{GD}$  es la potencia producida por la generación distribuida.

Fuente: Ippolito G., «Risk based optimization for strategical planning of electrical distribution systems with dispersed generation, » Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna, vol. 1, p. 7, 2003.

## 1.2 Objetivos

A partir de este contexto, se establecen los siguientes objetivos generales y específicos para fundamentar el estudio y la evaluación de la integración de energías renovables en la red eléctrica:

Objetivo general: Simular la integración de energías renovables, de origen solar fotovoltaica y por biomasa, en la red eléctrica principal de media tensión (33 kV) de la localidad de Venado Tuerto.

Objetivos específicos:

1. Realizar una revisión del estado del arte a nivel local en cuanto a generación distribuida renovable: requerimientos técnicos, procedimientos de interconexión a la red, niveles de penetración alcanzados y permitidos, metodologías para la determinación y efectos obtenidos en la red.
2. Obtener un relevamiento y parametrización en software de la red eléctrica a estudiar.
3. Calcular en forma cuantitativa la reducción de pérdidas y el impacto en las necesidades de inversión.
4. Identificar las zonas más vulnerables del sistema eléctrico y las mejores condiciones de operación en términos de capacidad de suministro y eficiencia energética.
5. Formular una propuesta conceptual para la definición de niveles de penetración de la generación distribuida en la red de estudio
6. Realizar una comparación de los valores obtenidos con los revisados en la experiencia local.

## 1.3 Alcance

El trabajo plantea el análisis de la incorporación de unidades de generación para el caso de la ciudad de Venado Tuerto, teniendo en cuenta la topología de sus redes y los parámetros técnicos asociados a ellas.

El eje central del estudio es la evaluación de la conexión de unidades generación que inyectan energía a la red de estudio en niveles de 33 kV. Específicamente, se analizarán los tipos de generación solar fotovoltaica y generación por biogás, que son

las fuentes de energía Renovable con mayor tendencia y factibilidad en la región. Entre los proyectos de mayor envergadura podemos enumerar:

1. Planta de generación por biogás actualmente operativa con una potencia de generación de 2 MW, ubicada en el kilómetro 276 de la Ruta Nacional N°8 y con proyecciones de ampliación a 3,5 MW. (Renovar ronda 2, ID BG-523, Res. 488-E/2017)
2. Parque solar fotovoltaico a ejecutar con potencia tentativa de 5 MW. (Res. SE 609/2023 - Adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable a través de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI").

#### **1.4 Estructura del documento**

El presente documento está organizado en cinco capítulos que abordan de manera progresiva el estudio de la integración de sistemas de generación distribuida con energías renovables en la red eléctrica de Venado Tuerto.

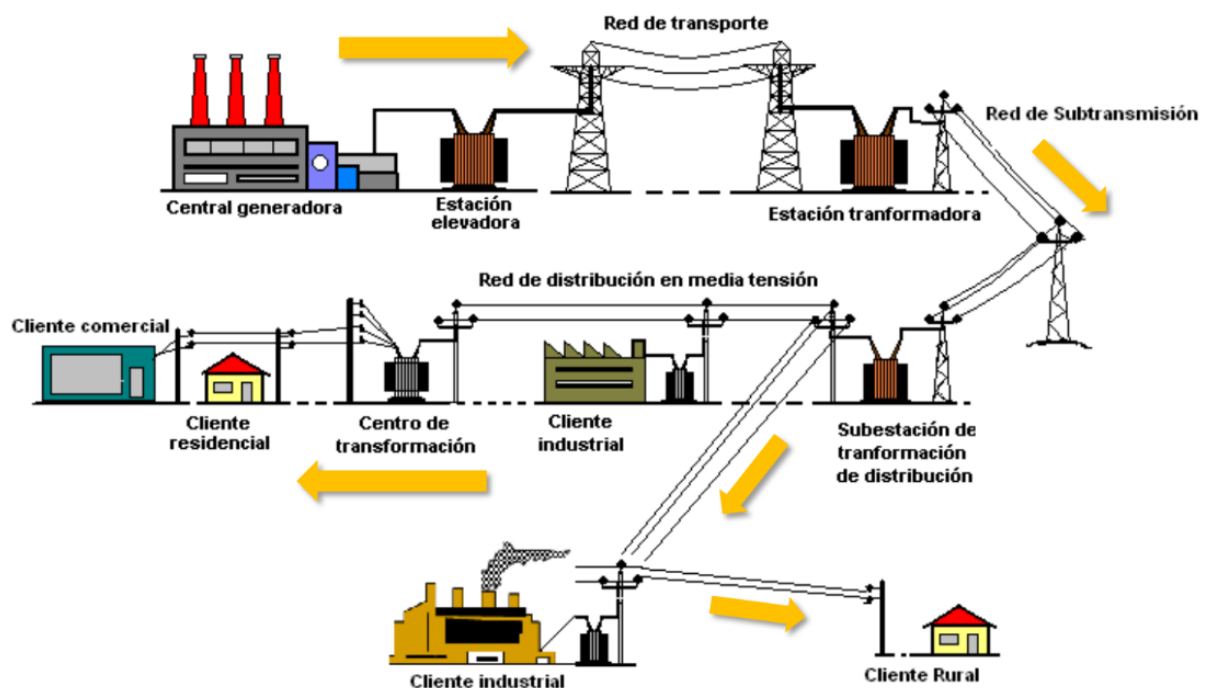
- El Capítulo 1 ya desarrollado, presentó el contexto del problema, los objetivos generales y específicos del estudio, y el alcance de la investigación.
- El Capítulo 2 desarrolla el marco teórico necesario para comprender los fundamentos de la generación distribuida y las fuentes renovables de energía. Se analizan los sistemas eléctricos de potencia y distribución, se describen las tecnologías de generación distribuida con especial énfasis en la energía solar fotovoltaica y el biogás, y se abordan los estudios requeridos para la interconexión de nuevas fuentes de generación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).
- El Capítulo 3 se describe la red eléctrica de Venado Tuerto objeto de estudio. Se detallan sus características técnicas, los sistemas de generación existentes y proyectados, así como los puntos de interconexión y su impacto en la red de distribución local.

- El Capítulo 4 expone la metodología utilizada para el modelado y la simulación de los escenarios de generación distribuida. Se presentan las configuraciones analizadas, los resultados obtenidos y su impacto en términos de flujo de potencia y pérdidas en la red. Además, se lleva a cabo un análisis de los beneficios económicos y ambientales derivados de la incorporación de generación distribuida.
- Finalmente, el Capítulo 5 reúne las conclusiones del estudio. Se evalúa el cumplimiento de los objetivos planteados, se discuten los principales hallazgos del análisis y se proponen posibles líneas de investigación futuras para optimizar la integración de generación distribuida en redes de distribución.

## 2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

### 2.1 *Sistemas eléctricos de potencia*

Un Sistema Eléctrico de Potencia es un conjunto de instalaciones y equipos que permiten la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica para el consumo de los usuarios de una ciudad, región o país, como se puede observar en la Figura 2.1. El suministro de energía debe ser económicamente eficiente y garantizar altos estándares de calidad, confiabilidad y seguridad.



**Figura 2.1.** Sistema eléctrico de potencia. Fuente: Material de Clase Principios Básicos y Tecnologías Energéticas, Marcelo Cassin.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia están constituidos por 3 etapas: Generación, transmisión y distribución (ZAPATA, 2011). La generación es la etapa en la cual se produce energía eléctrica a través de fuentes primarias de energía (solar, hídrica, eólica, biomasa, geotérmica, petróleo, gas natural, carbón). En la transmisión, se transporta energía desde los centros de producción hasta los nodos principales de consumo (subestaciones de distribución y grandes usuarios). Finalmente, la

distribución contempla el transportar energía eléctrica desde las subestaciones de distribución hasta los usuarios finales en sus puntos de conexión

## **2.2 Sistemas eléctricos de distribución**

Los sistemas eléctricos de distribución se pueden dividir principalmente en tres partes (Brown, 2009):

1. Subestaciones: son los puntos de conexión para las redes de transmisión. Comprenden grandes transformadores de potencia que reducen los niveles de tensión a valores típicos del sistema de transmisión (generalmente mayores de 69 kV) y luego a niveles más bajos en el rango de 5 a 35 kV. Las subestaciones también incluyen equipos de protección como desconectadores, interruptores y relevadores en ambos lados, tanto en el sistema de transmisión como en el sistema de distribución. Además, cuentan con equipos de medición, como transformadores de corriente y de potencial, y con equipos de regulación, como bancos de capacitores que ajustan la tensión.

2. Sistema de distribución primario: Es el medio por el cual se transporta la energía eléctrica de la subestación de distribución hacia los transformadores de distribución. Comprende alimentadores trifásicos y monofásicos que alimentan las redes de distribución secundaria, pueden ser líneas aéreas o subterráneas. Incluye equipo de protección como fusibles, restauradores e interruptores. Las cuchillas y seccionalizadores son dispositivos que se utilizan para aislar áreas falladas ayudando así a restaurar la energía eléctrica a algunos consumidores mientras se realiza la reparación del elemento fallado.

3. Sistema de distribución secundario: Típicamente tienen transformadores montados en poste o montados en plataformas que reducen el voltaje para alimentar los puntos de carga de los consumidores. Los usuarios generalmente están conectados con los transformadores más cercanos por medio de líneas cortas o cables. Se puede entender que los sistemas de distribución tienen numerosos componentes que están dispersos sobre grandes regiones geográficas con variaciones de carga y diversas condiciones climatológicas.

## **2.3 Generación distribuida**

### **2.3.1 Definición**

En las publicaciones existentes al respecto, las definiciones de GD guardan similitud, pero no son únicas y difieren en algunos aspectos. Se han propuesto diversas definiciones, pero no existe una genérica y totalmente consensuada.

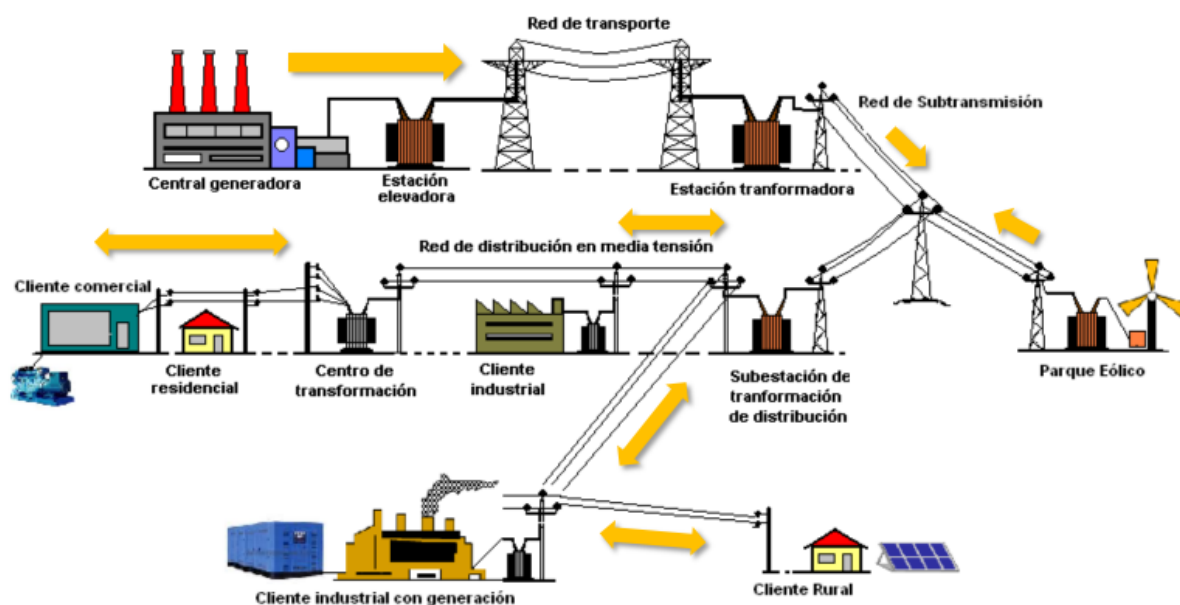
La Generación Distribuida ha sido definida por varios organismos e institutos regionales y globales, tales como el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers), el CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), la IEA (International Energy Agency), el EPRI (Electric Power Research Institute), la DPCA (Distributed power Coalition of America), el US Department of Energy (US. DOE), entre otros. La IEEE la define como las “Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”, mientras que la CIGRE añade: “No es usualmente planificada; No es despachada de forma centralizada; y su capacidad es inferior a 50 o 100 MW”. En la misma línea, el US. DOE y el EPRI sostiene que la Generación Distribuida “varían en tamaño y capacidad de unos pocos kW hasta 50 MW” (US. DOE) o “incluyen pequeña generación (1 kW hasta 50 MW)” (GONZALEZ-LONGATT & FORTOUL, marzo 2023)

En la mayoría de los países, debido a sus grandes beneficios, la GD surge como una alternativa importante para la prestación del servicio de energía eléctrica, ya que aumenta la confiabilidad y seguridad en el suministro a corto, mediano y largo plazo. De esta manera, en algunos países se considera que la GD comprende ampliamente a centrales de pequeña, mediana o gran escala. En otros países se considera que la Generación Distribuida se encontraría asociada a tecnologías de pequeña escala y/o se limita a redes de baja tensión (Grisales, Restrepo, & Jaramillo, 2017).

Según el marco regulatorio nacional vigente, se considera generación distribuida a la energía eléctrica generada mediante fuentes de energía renovable, en el punto de consumo, y por los mismos usuarios que se encuentran conectados a la red eléctrica de distribución.

La integración de GD a partir de fuentes de energía renovable en la matriz eléctrica complementa la infraestructura actual existente de generación concentrada. Esta última se caracteriza por tener una estructura “vertical”, en la cual la energía se genera en grandes centrales, luego se transporta a través de las amplias distancias que existen en nuestro país y por último se transforma a niveles menores de tensión para ser distribuida en los puntos de consumo distantes de cada usuario final. (Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética Argentina, 2020)

En la siguiente figura Figura 2.2, se esquematiza la incorporación de centrales de GD en sistemas eléctricos de potencia.



**Figura 2.2.** Sistema eléctrico de potencia con incorporación de GD. Fuente: Material de Clase Principios Básicos y Tecnologías Energéticas, Marcelo Cassin.

### 2.3.2 Beneficios

El empleo de GD en el sistema eléctrico presenta numerosos beneficios. Éstos se pueden clasificar en dos grupos, los beneficios técnicos y los económicos (Abdmouleh, Gastli, Ben-Brahim, Haouari, & Al-Emadi, 2017):

#### 1) Técnicos:

- La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La adecuada ubicación de los sistemas de GD

reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones. La reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica aumenta la capacidad de distribución de la red eléctrica.

- Mejora la calidad de la onda eléctrica y las características de la energía inyectada a la red mediante su ubicación estratégica.
- El uso de sistemas de GD renovables reduce la emisión de contaminantes a la atmósfera. No obstante, cualquier sistema de GD puede influir en la emisión de contaminantes debido a la reducción de pérdidas energéticas que ocasiona.
- Ayuda en la demanda en horas punta y en los programas de gestión del consumo, igualmente, puede ayudar en la fiabilidad y continuidad del sistema, ya que su implantación conlleva muchos lugares de generación y no solamente una gran generación centralizada.
- Aporta estabilidad del sistema, ya que se puede utilizar como suministro de reserva de la energía necesaria. Los sistemas de GD proporcionan flexibilidad dentro del sistema eléctrico de distribución, debido a la variabilidad de su tamaño y localización.
- Su naturaleza modular permite una instalación sencilla y en un corto período de tiempo. Además, proporciona una gran ventaja en el funcionamiento y en el mantenimiento del sistema, así como, en la flexibilidad de su capacidad total aumentando o disminuyendo el número de módulos.

## 2) Económicos:

- Reducción de inversiones en infraestructura eléctrica. La GD puede satisfacer aumentos locales de carga al ser instalada en ubicaciones específicas, lo que puede evitar la necesidad de construir nuevas líneas de transporte y distribución. Además, mejora los sistemas eléctricos existentes y reduce la capacidad necesaria en la planificación, disminuyendo la necesidad de construir centrales eléctricas convencionales.

- Disminución de los costes de operación y mantenimiento. La GD aumenta la vida de los transformadores y de los equipos del sistema de transporte y distribución, además de reducir el consumo de combustibles.
- Se puede acoplar gradualmente al sistema y suministrar la demanda exacta que necesite el cliente.
- Incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas. Este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica.
- Según las diferentes tecnologías de GD, los tipos de recursos energéticos y combustibles utilizados están diversificados. Por lo tanto, no hay más interés por un cierto tipo de combustible que por otro.

### **2.3.3 Inconvenientes y necesidad de optimización de GD.**

Aunque la GD ofrece muchos beneficios, su instalación puede ser perjudicial si no se consideran los criterios adecuados. La problemática de interconexión de GD a los sistemas eléctricos puede enmarcarse en tres ámbitos principales:

- **Ámbito Técnico:** La inadecuada planificación, diseño y ubicación de la conexión a la red de sistemas de Generación Distribuida (GD) puede causar problemas, como el aumento de las pérdidas en el sistema, lo que genera mayores costes de explotación de la red para la empresa distribuidora. Además, puede provocar la propagación de armónicos y otros tipos de perturbaciones, la aparición de huecos de tensión, sobretensiones o el funcionamiento en isla de algunos sectores de la red.
- **Ámbito Económico:** Incluye la definición de tarifas y su ajuste con el paso del tiempo. Metodologías de pago y relación entre el propietario del medio de GD y la distribuidora.
- **Ámbito Legislativo:** es necesario contar con una normativa clara que regule la inclusión de la GD en los sistemas eléctricos.

Para evitar algunos de estos problemas y obtener el máximo de beneficios técnicos y económicos de la GD se requiere previamente un estudio, planificación y gestión adecuada. Uno de los principales objetivos de la Ingeniería aplicada a los sistemas de Generación Distribuida es su optimización, tanto de su tamaño y ubicación, como de configuración y condiciones de funcionamiento. El problema de optimización se plantea bajo dos puntos de vista:

- a. Punto de vista de la distribuidora: la mayoría de los beneficios técnicos y económicos descritos en el apartado 2.3.2 suponen la mejora de la calidad del suministro y la reducción de los costes de explotación de la red de distribución y la disminución de las inversiones en infraestructuras.
- b. Punto de vista del inversor: el inversor o propietario de la planta GD, que busca la máxima rentabilidad, el objetivo es vender la máxima cantidad de energía al mínimo coste.

El presente proyecto de tesis estudiará el problema de la optimización desde el enfoque “a”.

### **2.3.4 Impactos técnicos en las redes de distribución**

#### **2.3.4.1 Impacto en Pérdidas**

Como se ha mencionado anteriormente, la producción de energía de la GD en las redes de distribución modifica los flujos que circulan por éstas y por ende las pérdidas. Esta modificación se debe en primer lugar al suministro de demanda local y en segundo lugar a la inyección de energía en la red. La localización de las unidades de GD es un criterio importante que debe analizarse para poder lograr una mejor fiabilidad del sistema con pérdidas reducidas (Barker & & de Mello, 2000).

Las pérdidas se originan por el movimiento de la energía desde los centros de generación hacia los centros de consumo<sup>2</sup>. Estas pérdidas pueden clasificarse en dos categorías:

---

<sup>2</sup> Existen pérdidas no técnicas o comerciales, que corresponden a energía utilizada pero no facturada debido a errores administrativos (ej.: registro de consumos, facturación o recaudación) (Organización

- Pérdidas fijas (pérdidas en vacío): Estas pérdidas no dependen de la demanda o flujo de energía en el alimentador. Son debidas a corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación presentes en transformadores y máquinas eléctricas en general. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por efecto corona. Si se desprecian las variaciones de tensión, las pérdidas fijas se pueden asumir constantes durante todas las horas del año. De ahí su denominación de pérdidas fijas.

- Pérdidas variables (pérdidas en carga): Este tipo de pérdidas se refiere a las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y están relacionadas con las corrientes que circulan por las redes.

Si bien es cierto que la GD puede influir en las pérdidas fijas debido a la modificación del perfil de tensión, dicha variación es mínima, por lo que puede despreciarse y asumir las pérdidas fijas como constantes. En ese caso, la GD no tendría incidencia sobre ellas. Por este motivo, y sin perder generalización, en esta tesis se analizan únicamente las pérdidas variables, sin considerar las pérdidas fijas.

Las pérdidas por efecto Joule se manifiestan principalmente en calentamiento de conductores y calentamiento de bobinados de los transformadores de distribución. La magnitud de estas pérdidas ( $Q$ ) es proporcional a la resistencia ( $R$ ) del medio conductor y proporcional al cuadrado de la corriente ( $I$ ) que circula por la red (2.1). De aquí, la alta influencia del flujo de corriente en las pérdidas.

$$Q = I^2 \cdot R \quad (2.1)$$

La producción de energía de la GD en las redes de distribución modifica los flujos que circulan por éstas y por ende las pérdidas. Con esta justificación, (Dulău, 2014) deduce que, si se tienen estratégicamente ubicadas las unidades de generación distribuida, estas producirán una significativa reducción de pérdidas en las líneas de distribución.

---

Latinoamericana de Energía, 1990). Estas pérdidas no son relevantes para el análisis de la generación distribuida (GD) y por ello no se consideran en este estudio.

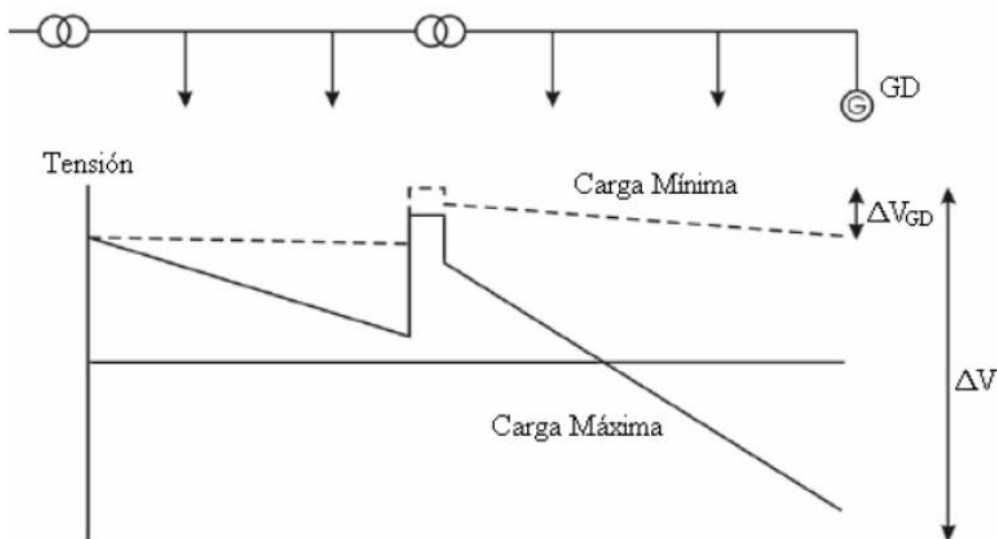
### 2.3.4.2 Impacto en la Regulación de Voltaje

En los sistemas de distribución, la relación existente entre la reactancia y la resistencia es cercana a 1, teniéndose incluso casos en los cuales es superior a la unidad. Esto repercute en que los efectos que se observan sobre la tensión no sólo dependen de la potencia reactiva en las líneas, sino que también de la potencia activa. Lo anterior se ve reflejado en la ecuación de regulación de tensión (Ec.(2.2)).

$$\Delta V = \frac{R * P - X * Q}{\Delta V} \quad (2.2)$$

Donde R y X son la resistencia y reactancia de la línea, P y Q las potencias activas y reactivas que esta transporta y V la tensión en el extremo del consumo.

En un alimentador radial (como suelen ser la mayoría de los alimentadores de distribución de media tensión), el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente según la Ecuación (2.2), tal como se muestra en la **Figura 2.3**.



**Figura 2.3** Perfil de carga de un alimentador radial. Fuente: International Siemens Power Technologies, Technical Assesments of Sri Lanka's Renewable Resource Based

La introducción de un generador distribuido se traduce en una disminución de la carga efectiva en el alimentador, con lo cual también se disminuye la potencia activa y reactiva en este. Con dicha reducción se provoca también un alza en la tensión a la cual están sometidos los consumos. Esto en muchos casos resulta beneficioso, pues en operación normal, la tensión al final de los alimentadores suele estar muy cerca de

su cota inferior. No obstante, en escenarios de alta penetración de GD, o bien, de baja demanda, puede obtenerse inversión de flujos, lo que implicará aumentos de tensión en las barras. Dicho aumento puede llegar incluso a superar los rangos establecidos en las normas.

#### **2.3.4.3 Impacto en las inversiones**

La potencialidad de la GD para prorrogar o evitar inversiones radica en su cercanía a los centros de consumo. Aunque la eficiencia de los generadores utilizados en aplicaciones de GD sea menor que la de las grandes centrales generadoras y que los costos de generación de la GD sean mayores que los de éstas, su cercanía le dota de la susodicha potencialidad. Esto es posible gracias a que la GD no compite únicamente con el costo de generación de las grandes centrales sino también con el costo de transporte y distribución de la energía. A este hecho se le suma el que en la actualidad los costos de transporte y distribución están aumentando, mientras que los costos de la GD están disminuyendo (Willis & Scott, 2000)

La decisión de cuándo invertir en ampliar la red se puede tomar teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Capacidad de los dispositivos: Se refiere al límite de capacidad de los diversos dispositivos que componen la red (cables, transformadores, etc.).
- Máxima caída de tensión admisible: Generalmente, los límites admisibles de la tensión están determinados normativamente. Si debido al aumento de demanda, la caída de tensión alcanza valores no permitidos, es necesario invertir en ampliar el alimentador.
- Pérdidas: Si las pérdidas crecen demasiado, la sustitución de cables u otros dispositivos puede ser justificable económicamente. Esto en realidad dependerá de si las distribuidoras reciben las señales económicas adecuadas.

Como se vio en los apartados anteriores, la presencia de GD puede tener impactos positivos en cada uno de estos aspectos y por consiguiente una prórroga o disminución en las inversiones necesarias.

#### **2.3.4.4 Impacto en los niveles de cortocircuito**

Cuando ocurre alguna falla en un alimentador, se origina una corriente cuya magnitud es varias veces superior a la corriente que circula normalmente. La magnitud de esta corriente depende de las características de la red como la impedancia y longitud de las líneas, la ubicación de la falla (si la falla está ubicada en localidades próximas a la subestación la corriente de falla será mayor), las condiciones de la red antes de la falla (tamaño y tipo de generadores conectados, flujos por la red, configuración de la red, etc.) y del tipo de falla (monofásica, trifásica, etc.) (Expósito, 2002). Estas corrientes pueden provocar daños permanentes en los equipos eléctricos presentes en el sistema, razón por la cual, el diseño debe considerar su eventual aparición y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logran aislarlas

La influencia de GD en fallas depende de algunos factores como el tamaño de generación de la GD, la distancia de la GD desde la ubicación de la falla y el tipo de GD. Los medios de generación distribuida, desde el punto de vista de la red, son clasificados entre inversores de estado sólido o estático, máquinas de inducción y máquinas sincrónicas

Para cumplir con la Norma IEEE 1547 y UL 1741, se sugiere que los inversores produzcan corrientes de falla entre 2 y 5 veces la corriente nominal de 1 a 4,25ms; dependiendo del tipo de inversor, monofásico o trifásico. Las contribuciones de la corriente de falla de un recurso energético distribuido basados en inversores son menores que las contribuciones de corriente de falla de un recurso energético distribuido basado en una máquina. Di Lavello (2014), presenta los siguientes aportes de corriente de cortocircuito por tipo de GD:

- Generadores Sincrónicos: 8 veces la corriente nominal
- Generadores Asíncrónicos y Generadores Asíncrónicos doblemente alimentados: 6 veces la corriente nominal

Por otro lado, el “Anexo 1 - Procedimiento técnico para la conexión de generación distribuida en la red de la Empresa Provincial de la Energía (EPESF)” establece en su apartado 6.4.2 que, para determinar la corriente de cortocircuito aportada por el

sistema de generación en el punto de conexión, se pueden asumir los siguientes estimativos:

- Para generadores sincrónicos: 8 veces la corriente nominal.
- Para generadores asincrónicos: 6 veces la corriente nominal.
- Para generadores con inversores electrónicos: 1,2 vez la corriente nominal.

Si bien el cálculo de fallas por cortocircuito no constituye uno de los objetivos de esta tesis, los datos mencionados son necesarios para lograr el modelado completo de la red.

#### **2.4 Tecnologías de Generación distribuida**

Para de analizar los efectos técnicos asociados a la GD, es necesario revisar las características de las tecnologías de producción de energía eléctrica involucradas.

Las principales tecnologías que se suelen emplear hoy en día en aplicaciones de GD son:

- Turbinas de gas.
- Turbinas de vapor.
- Ciclos combinados.
- Motores alternativos.
- Mini-hidráulica.
- Eólica.
- Solar (fotovoltaica y térmica).
- Pilas de combustible.

Si bien es cierto que las tres primeras tecnologías son también utilizadas en centrales convencionales, en aplicaciones de GD éstas son más pequeñas y están conectadas a las redes de distribución.

En lo que queda de esta sección, se abordan los aspectos relevantes de las tecnologías de generación distribuida (GD) de origen renovable que tendrán impacto en el sistema bajo estudio. Específicamente, se estudiarán la generación de energía solar fotovoltaica y la generación mediante motores alternativos alimentados por biogás.

#### **2.4.1 Generación solar fotovoltaica**

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad, basado en el efecto fotoeléctrico, este proceso se lleva a cabo mediante materiales semiconductores denominados celdas fotovoltaicas, las cuales son sensibles a la incidencia de luz solar, de manera que cuando se expone a esta se genera un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para generar energía eléctrica. (Schallenberg & Piernavieja, 2008).

Este tipo de generación puede provocar fluctuaciones rápidas en la tensión de la red, debido a las variaciones en la radiación solar causadas por el paso de nubes, lo que genera cambios bruscos en la potencia generada por los paneles. Dependiendo del tipo de inversor que utilice, también pueden presentarse problemas de armónicos. Además, esta tecnología no permite generar electricidad durante la noche, a menos que se implemente un sistema de almacenamiento, el cual presenta el inconveniente de altos costos. Otra de las críticas que ha recibido esta tecnología es el consumo de energía que requiere la fabricación de paneles fotovoltaicos. Sin embargo, se ha demostrado que el EPBT<sup>3</sup> está entre los 1 y 5 años e incluso puede alcanzar valores mínimos de hasta un año (Johnson, Outhred, & Watt, 1997).

A pesar de estas limitaciones, se sigue promoviendo esta tecnología debido a que no emite contaminantes durante la producción de electricidad, no genera ruido y se están llevando a cabo investigaciones para reducir sus costos, con el objetivo de hacerla más competitiva.

---

<sup>3</sup> EPBT: Energy Payback Time. Es el tiempo necesario para que un producto genere una cantidad de energía equivalente a la energía consumida para producirlo.

### 2.4.1.1 Radiación solar y modelización en superficies inclinadas.

La información disponible para el diseño de un sistema fotovoltaico normalmente se reduce a los valores medios mensuales de la radiación global horizontal y a las características eléctricas provistas por el fabricante de los módulos. Para un diseño adecuado, es fundamental calcular cuánta radiación llegará a la superficie del panel fotovoltaico, la cual generalmente se encuentra inclinada respecto a la horizontal.

Para determinar la radiación solar incidente sobre una superficie inclinada, es necesario aplicar un modelo del cielo que sea simple, útil y preciso. En este contexto, estos modelos celestes son representaciones matemáticas de la radiación total y, muy especialmente, de la radiación difusa<sup>4</sup>. Sumando a esta radiación difusa la radiación reflejada<sup>5</sup> y la radiación directa<sup>6</sup>, es posible calcular la radiación total incidente en una superficie inclinada a partir de mediciones realizadas en una superficie horizontal.

El modelo que aquí presentamos, Liu y Jordan (1962), ampliado por Klein (1977), es uno de los más utilizados en el ámbito de la energía solar fotovoltaica. Este modelo se emplea para calcular la radiación solar incidente en una superficie inclinada a partir de mediciones en una superficie horizontal. Se basa en la suposición de que la radiación difusa y reflejada son isótropas, es decir que se distribuyen uniformemente en todas las direcciones. La radiación total en la superficie inclinada ( $H_T$ ) se obtiene sumando tres componentes:

$$H_T = H_b * R_b + H_d * R_d + H_r * R_r \quad (2.3)$$

donde:

- $H_T, H_T, H_T, H_T$  son la radiación directa, difusa y reflejada en la superficie horizontal.

---

<sup>4</sup> Radiación Difusa: radiación solar que llega directamente desde el sol sin haber sido dispersada por la atmósfera.

<sup>5</sup>. Radiación reflejada: Es la radiación solar que ha sido reflejada por el suelo u otras superficies cercanas antes de llegar a un panel fotovoltaico

<sup>6</sup> Radiación Directa Es la radiación solar que ha sido dispersada en múltiples direcciones por moléculas y partículas en la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre

- $R_b$ , es el factor de conversión de la radiación directa, basado en la geometría solar.
- $R_d = \frac{1+\cos\beta}{2}$  ajusta la radiación difusa. Siendo  $\beta$  es el ángulo de inclinación del panel con respecto a la superficie horizontal.
- $R_r = \rho * \frac{1+\cos\beta}{2}$  ajusta la radiación reflejada. Siendo  $\rho$  es la reflectividad del suelo y depende de su composición

Klein (1977) amplió el modelo correlacionando la fracción de radiación difusa con el índice de claridad atmosférica ( $Kt$ ), lo que permite estimar con mayor precisión la radiación en diferentes condiciones atmosféricas. Su desarrollo teórico completo puede encontrarse en Schmidt, J. A. (s.f.). *ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica. Material de cátedra*. Este método será utilizado para la modelización de la inclinación de paneles del parque solar descrito en el apartado 3.2.2.

#### 2.4.1.2 El panel fotovoltaico

Un panel o generador fotovoltaico produce electricidad en corriente continua y sus parámetros característicos (intensidad y tensión) varían con la radiación solar que incide sobre las células y con la temperatura ambiente.

La tecnología de fabricación más común se basa en el uso de **silicio**, el cual es purificado y modificado químicamente para alcanzar las propiedades necesarias. Gracias a este proceso, se logran eficiencias de conversión que rondan el **18%**. Esencialmente, existen tres tipos de tecnologías de celdas de silicio:

- **Silicio monocristalino (c-Si)**: poseen una estructura cristalina uniforme, donde todos los átomos están perfectamente alineados, formando un solo cristal.
- **Silicio policristalino (pc-Si)**: presentan una estructura cristalina ordenada por regiones, en la que sus átomos presentan distintas direcciones.
- **Silicio amorfo (a-Si)**: el material semiconductor se deposita como película fina en distintos soportes, lo que permite producir módulos rígidos o flexibles.

La **Figura 2.4** muestra una imagen de paneles construidos con los diferentes tipos de celdas explicadas.



**Figura 2.4** De izquierda a derecha, panel con celdas de silicio monocristalino, policristalino y amorfo respectivamente. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía “Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica,2019”

La **Tabla 2.1** muestra las características de eficiencia de cada tecnología.

Descripción	c-Si	pc-Si	a-Si
Mejor eficiencia en celdas	26.7 %	23.3 %	14.0 %
Eficiencia típica del módulo	16-22 %	14-19 %	7-8 %
Área requerida para obtener 1 kWp	4.5 - 7 m <sup>2</sup>	5.5 – 7.5 m <sup>2</sup>	13 - 15 m <sup>2</sup>

**Tabla 2.1** Características de eficiencia de cada tecnología; Fuente: Compendio Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt

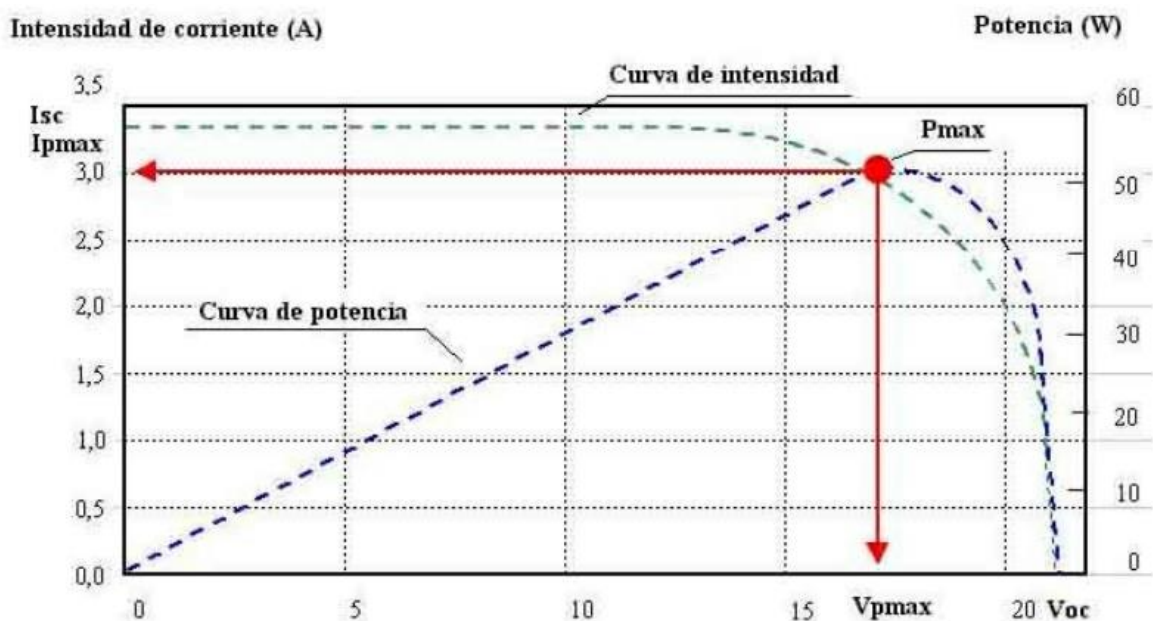
La potencia que entrega un módulo fotovoltaico depende esencialmente de la radiación solar disponible y la temperatura de las celdas del panel. De esta manera, a los fines de poder caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico, se han definido condiciones de ensayo estándar o normalizadas denominadas, STC (del inglés, Standard Test Condition) que se enumeran a continuación:

- Temperatura de celda de 25°C.

- Irradiancia<sup>7</sup> de 1000 W/m<sup>2</sup>.
- Masa de aire 1.5 (AM 1.5, del inglés Air Mass)<sup>8</sup>

Si bien las STC difícilmente se encuentren en simultáneo en el mundo real, son ampliamente aceptadas por la industria y son las condiciones mediante las cuales se comparan los rendimientos de las diferentes tecnologías fotovoltaicas. Fuera de estas Condiciones específicas, el panel solar puede generar mayor o menor potencia, según las condiciones ambientales donde se encuentre instalado.

Cada panel posee una curva característica que describe su funcionamiento bajo diferentes condiciones de trabajo. La misma se denomina “Curva I-V”, y describe la variación de la corriente en función de la tensión (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019). Una curva I-V típica de un módulo fotovoltaico se muestra en la Figura 2.5.



**Figura 2.5** Curva I-V de un módulo fotovoltaico. Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía “Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica, 2019”

<sup>7</sup> La irradiancia es la intensidad de radiación solar por unidad de área de superficie que llega a la Tierra.

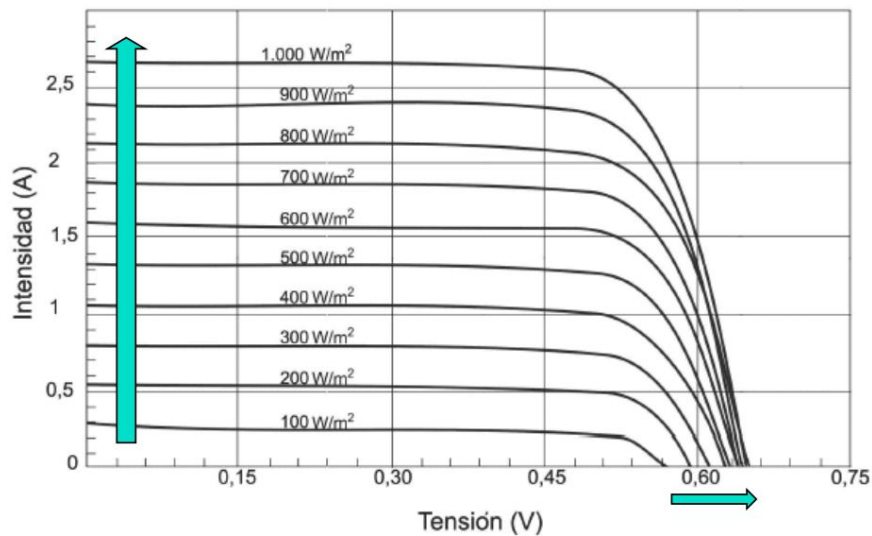
<sup>8</sup> La masa de aire cuantifica cuánto se atenúa la energía del sol a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo. Para la condición AM 1.5, se considera que la altura del sol sobre el horizonte es de aproximadamente 41°.

La determinación de la curva I-V, define consecuentemente los siguientes parámetros característicos de cada panel:

- $I_{sc}$ : Corriente de corto circuito (Del inglés, Short Circuit Intensity ( $I_{sc}$ )). Indica la máxima corriente que se puede extraer del panel. Esta condición se puede obtener cortocircuitando los dos conectores del panel (tensión cero y máxima corriente).
- $V_{oc}$ : Tensión de circuito abierto (Del inglés, Open Circuit Voltage ( $V_{oc}$ )). Indica la máxima tensión que se puede obtener del panel. Esta condición se da midiendo la tensión del panel sin carga, es decir, con los conectores del panel sin conectar (corriente cero y máxima tensión).
- $I_{mp}$ : Corriente del punto de máxima potencia (Del inglés, Maximum Power Intensity ( $I_{mp}$ )). Indica la corriente que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- $V_{mp}$ : Tensión del punto de máxima potencia (Del inglés, Voltage of Maximum Power). Indica la tensión que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- $P_{max}$ : Máxima potencia que entrega el panel.

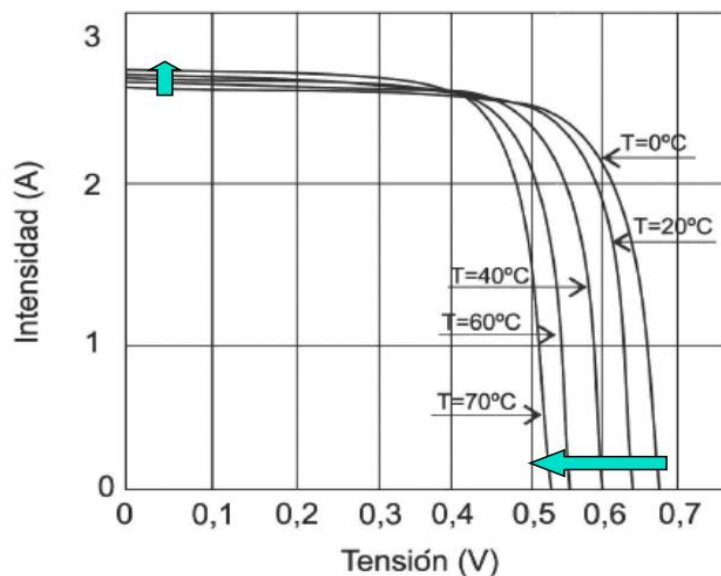
Como se mencionó anteriormente, la potencia que entrega un módulo fotovoltaico depende esencialmente de la radiación solar disponible y la temperatura de las celdas del panel.

Cuando la irradiancia desciende, la corriente generada por las células fotovoltaicas disminuye proporcionalmente, mientras que la tensión de circuito abierto no presenta grandes variaciones ante cambios en las condiciones de radiación solar. Esto implica que la eficiencia de conversión no es la misma en un día claro que en uno nublado. Este comportamiento se refleja en la Figura 2.6 donde se muestra la curva característica I-V de las células fotovoltaicas en función de la irradiancia incidente.



**Figura 2.6.** Efecto de la Irradiancia en la curva característica V - I de las células fotovoltaicas. Fuente: Compendio de Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt

Por otro lado, la temperatura también juega un papel significativo en el rendimiento de los módulos. La Figura 2.7 muestra el "Efecto de la temperatura en la curva característica V - I de las células fotovoltaicas", donde se puede observar que, al aumentar la temperatura de las celdas, la corriente generada permanece prácticamente constante, pero la tensión disminuye notablemente. Esta disminución de la tensión resulta en una reducción de la potencia de salida, afectando negativamente la eficiencia del panel en condiciones de altas temperaturas.



**Figura 2.7** Efecto de la temperatura en la curva característica V - I de las células fotovoltaicas. Fuente: Compendio de Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt.

La expresión más utilizada para modelar la potencia de salida de un generador fotovoltaico se observa en la Ec. (2.4) (Compendio Asignatura ME-1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica, Prof. Javier Schmidt).

$$PFV(t) = \frac{Is(t)}{1000} \cdot P_{FV\_nominal} \cdot \eta_{FV} \cdot [1 - \beta_T(T_C - T_{C,STC})] \quad (2.4)$$

Donde:

- $Is(t) \left(\frac{W}{m^2}\right)$  es la irradiancia incidente de forma perpendicular en la superficie del arreglo
- $P_{FV\_nominal}$  es la potencia nominal del panel bajo condiciones estándar de operación (CSO)
- $\eta_{FV}$  es el factor de reducción para un panel fotovoltaico (%)
- $T_{C,STC}$  es la temperatura de la celda bajo CSO
- $\beta T$  es el coeficiente de temperatura FV y  $T_C$  es la temperatura de la celda bajo condiciones de operación.

La temperatura de la celda bajo condiciones de operación  $T_{C\_CTC}$  se determina según la ecuación (2.5):

$$T_C = T_{amb} + (T_{NOC} - 20) \cdot \frac{Is(t)}{800} \quad (2.5)$$

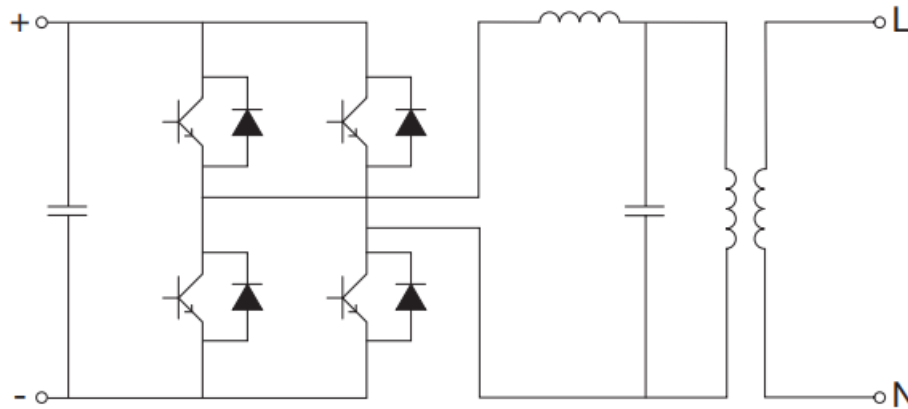
Donde:

- $T_{NOC}$  es la temperatura normal de operación de la celda
- $T_{amb}$  es la temperatura del ambiente.

### 2.4.1.3 El inversor

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor.

La Figura 2.8 muestra el esquema de conexión de un inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.



**Figura 2.8** Esquema del principio de funcionamiento de un inversor monofásico Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 11.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida.

En este proyecto será de interés el comportamiento de los inversores ON-GRID (conectados a la red)<sup>9</sup> cuya característica importante es que no pueden trabajar a diferentes niveles de tensión o frecuencia, estos valores se encuentran limitados por el “código de red” del país donde se instale. Este tipo de inversores deben producir lo más fielmente posible la tensión de la red, y al mismo tiempo deben optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima. Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un circuito controlado llamado seguidor del punto de potencia

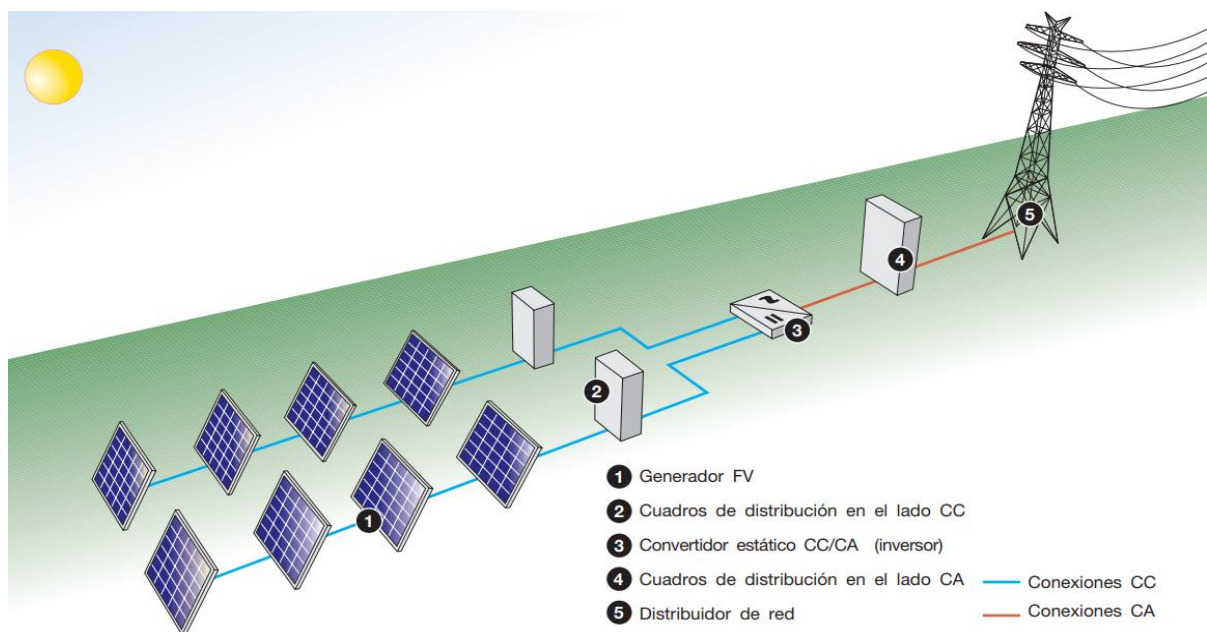
<sup>9</sup> ON GRID (conectados a la red): hace referencia al tipo de instalación que se encuentra conectado a la red de distribución, permitiendo que los clientes puedan generar y consumir energía solar, pero con el respaldo de la red eléctrica en casos de que su empresa o residencia consuma más energía de la generada por los paneles.

máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V ("tensión-intensidad") del generador al cual se produce la máxima potencia disponible.

#### 2.4.1.4 Plantas fotovoltaicas conectadas a la red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando, así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada. La Figura 2.9 muestra el principio de funcionamiento y componentes principales de una planta fotovoltaica conectada a la red.



**Figura 2.9** Principio de funcionamiento de una planta fotovoltaica conectada a la red Fuente: Cuaderno Técnico N°10 ABB - Plantas Fotovoltaicas, página 16.

La utilización de energía fotovoltaica a gran escala está técnicamente limitada por la incertidumbre en la intermitencia de la producción. Las redes de distribución eléctrica pueden aceptar una cantidad limitada de potencia entrante intermitente, superado ese

límite pueden producirse problemas graves de deficiencia y estabilidad de la red. El límite de aceptación depende de la configuración de la red y del grado de interconexión con las redes próximas.

## **2.4.2 Generación eléctrica por biogás**

### **2.4.2.1 Biomasa**

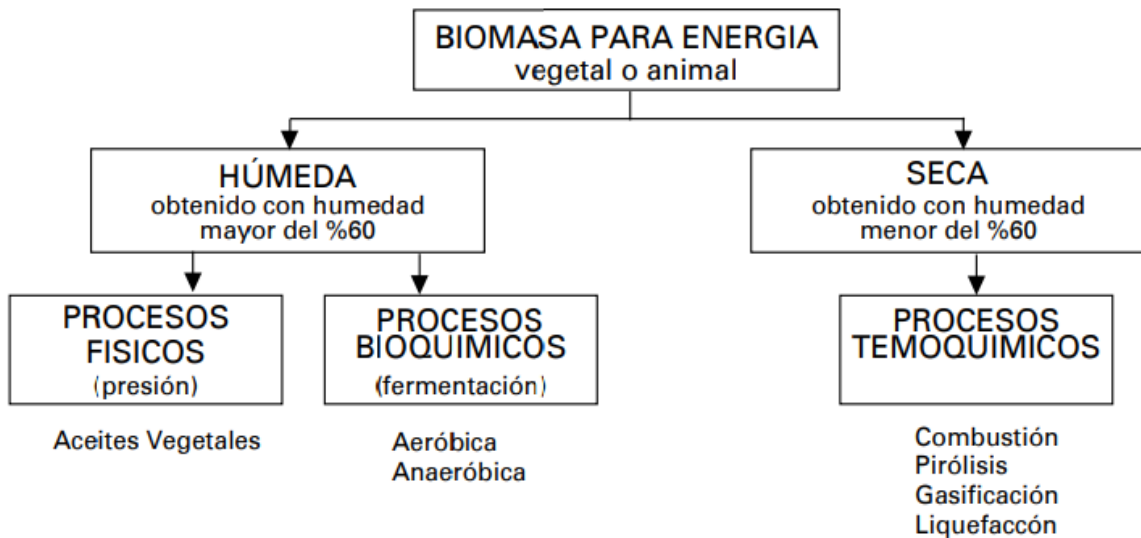
En este estudio, el término biomasa se refiere específicamente a residuos orgánicos utilizados como materia prima para la producción de biogás mediante digestión anaeróbica (biomasa húmeda). Etimológicamente, el término *biomasa* significa “masa biológica”, combinando el prefijo *bio* (del griego *bios*, vida) y *masa* (del latín *massa*, materia, peso). Su uso se asocia con los recursos orgánicos aprovechables para la generación de energía.

Según el Diccionario de la Real Academia Española (RAE), la biomasa es la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o inducido, que puede utilizarse como fuente de energía. En el ámbito energético, se considera renovable siempre que su tasa de regeneración sea igual o superior a su consumo.

Desde un punto de vista energético, la biomasa posee un bajo contenido de carbono y un alto porcentaje de oxígeno y compuestos volátiles ( $C_nH_m$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ), los cuales concentran gran parte de su poder calorífico. Este poder calorífico varía según el tipo de biomasa y su contenido de humedad, por lo que se clasifica en dos grupos principales:

- Biomasa húmeda (humedad > 60 %): Se aprovecha mediante procesos físicos (extracción de aceites vegetales) o bioquímicos (fermentación aeróbica o anaeróbica para la obtención de biogás o bioetanol).
- Biomasa seca (humedad < 60 %): Se transforma mediante procesos termoquímicos, como combustión (generación de calor), pirólisis (producción de bioaceites y carbón vegetal), gasificación (obtención de gas combustible) y liquefacción (conversión en biocombustibles líquidos).

La Figura 2.10 presenta esta clasificación de manera esquemática.



**Figura 2.10** Clasificación de la biomasa. Fuente (Secretaría de Energía Argentina, 2008)

La descripción teórica se limitará al aprovechamiento energético por intermedio de procesos bioquímicos<sup>10</sup> con ausencia de oxígeno.

#### 2.4.2.2 Biogás

El biogás es un combustible renovable obtenido exclusivamente de la biomasa húmeda (definida en 2.4.2.1) mediante descomposición anaeróbica. Los residuos orgánicos, tales como restos de alimentos, estiércol de animales, residuos de cultivos, entre otros, se pueden recolectar y someter a un proceso de digestión anaerobia en una planta de biogás.

Durante el proceso de digestión anaerobia, las bacterias descomponen los residuos orgánicos y generan biogás, que es una mezcla de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El biogás puede ser utilizado como combustible para la generación de electricidad y calefacción en motores de combustión interna, turbinas de gas y calderas. En comparación con otras fuentes de energía, podemos mencionar que el biogás tiene un potencial prometedor dado que puede ser capaz de reemplazar

<sup>10</sup> Los procesos bioquímicos se basan en la degradación de la biomasa por la acción de microorganismos, y pueden dividirse en dos grandes grupos: los que se producen en ausencia de aire (anaeróbicos) y los que se producen en presencia de aire (aeróbicos).

prácticamente a cualquier otro tipo de combustible con el debido procesamiento necesario para su obtención. La Figura 2.11 presenta un resumen de las características del biogás con una composición del 65 % de metano (CH<sub>4</sub>) y 35 % de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), comparándolo con otras fuentes de energía.

Valores	Biogás*	Gas Natural	Gas Propano	Gas Metano	Hidrog.
Valor Calorífico (Kwh/ m <sup>3</sup> )	7.0	10	26	10	3
Densidad (t/m <sup>3</sup> )	1.08	0.7	2.01	0.72	0.09
Densidad con respecto al aire	0.81	0.54	1.51	0.55	0.07
Limite de explosión (% de gas en el aire)	6-12	5-15	2-10	5-15	4-80
Temperatura de encendido	687	650	470	650	585
Máxima velocidad de encendido en el aire (m/s)	0.31	0.39	0.42	0.47	0.43
Requerimiento teórico de aire (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	6.6	9.5	23.9	9.5	2.4

**Figura 2.11** Composición biogás. Fuente: Manual de Biogás – María Teresa Varnero Moreno - Santiago de Chile 2011

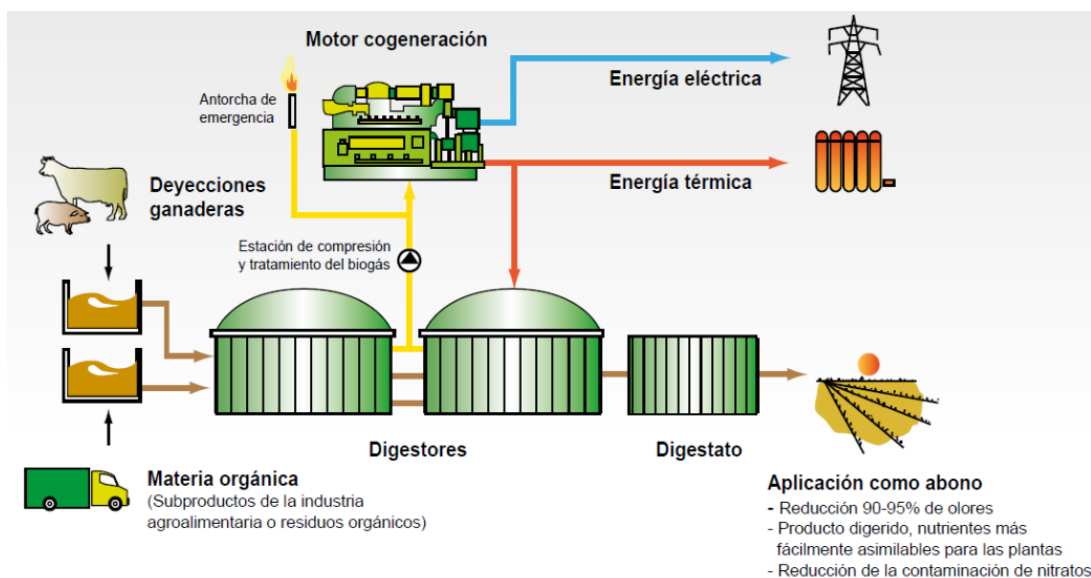
### 2.4.2.3 Plantas de biogás y biodigestores

Una planta de biogás es una instalación diseñada para la recepción de residuos y restos orgánicos para su tratamiento con el objeto de producir energía y enmiendas orgánicas.

Los principales componentes de una planta de biogás se muestran en la Figura 2.11 y se describen a continuación:

- **Sistema de manejo de sustratos**, que incluye los sistemas de recepción y almacenamiento, y los sistemas para alimentar al biodigestor.
- **Biodigestor o reactor**, es el componente principal de la planta, donde se realiza la producción del biogás existiendo diversos tipos y configuraciones posibles que van desde una simple laguna cubierta hasta reactores con sistemas de calefacción, agitación del sustrato y almacenamiento del biogás producido.

- **Almacenamiento de biogás o gasómetro**, el cual puede ser integrado al reactor o externo.
- **Utilización del biogás**, el cual incluye el sistema de purificación del biogás para eliminar componentes indeseados como el ácido sulfhídrico, y el sistema de aprovechamiento energético que puede ser una caldera, un motor o una turbina.
- **Sistema de almacenamiento del digestato**, el cual es utilizado generalmente como abono, por sus propiedades fertilizantes y/o de mejorador de suelos.



**Figura 2.12** Esquema de una planta de biogás. Fuente: Ministerio de Energía y GIZ, 2012.

En los biodigestores modernos empleados en plantas de biogás agroindustrial, se realiza un proceso organizado para la generación de biogás. Este proceso comienza con la clasificación de los residuos que ingresarán al sistema (depositados en grandes recipientes metálicos), priorizando aquellos con un alto porcentaje de desechos orgánicos, lo que permite una degradación más rápida de la biomasa en biogás.

Otra característica destacada de estos sistemas es la automatización de los procesos a los que se somete la biomasa orgánica. En ellos intervienen agentes externos como acelerantes orgánicos (que favorecen la fermentación anaeróbica), el manejo controlado de la precipitación de agua, el control de la presencia de oxígeno u otros gases que estimulan la actividad bacteriana, así como un estricto control de la temperatura. Además, se emplean agitadores motorizados controlados por ordenador,

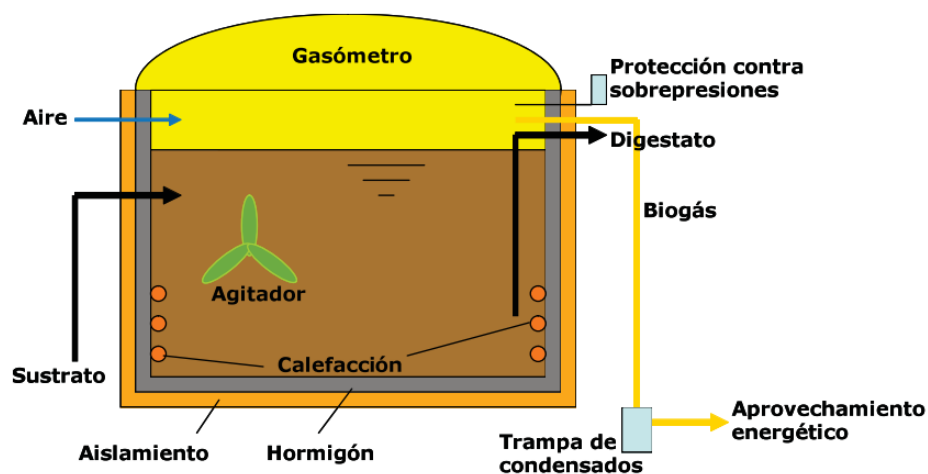
medidores de concentración para verificar que la proporción de  $\text{CH}_4$  sea superior a la de  $\text{CO}_2$  (indicador clave de la calidad del biogás como combustible), y gasómetros de presión que permiten conocer el volumen útil de biogás disponible. Estos dos últimos parámetros permiten confirmar que la materia orgánica ingresada ha sido efectivamente transformada en biogás.

Los tipos de biodigestores más utilizados en plantas de biogás agroindustrial son los de mezcla completa y los de flujo de pistón. A continuación, se describen ambos tipos y sus principales características:

### 1. Biodigestor de mezcla completa

La característica principal de este tipo de digestores es que la concentración de cualquier sustancia es parecida en todos los puntos del volumen de fermentación. Esta distribución uniforme de concentraciones, tanto de sustrato como de microorganismos, se logra mediante un sistema de agitación, que puede ser de muy diversos tipos (hélices o palas; horizontales, verticales u oblicuos; mecánicos o hidráulicos, etc.).

La **Figura 2.13** muestra un esquema típico de un biodigestor de mezcla completa, donde se observa el sistema de agitación, junto con otros componentes clave como el gasómetro, la calefacción interna y las salidas de digestato y biogás.

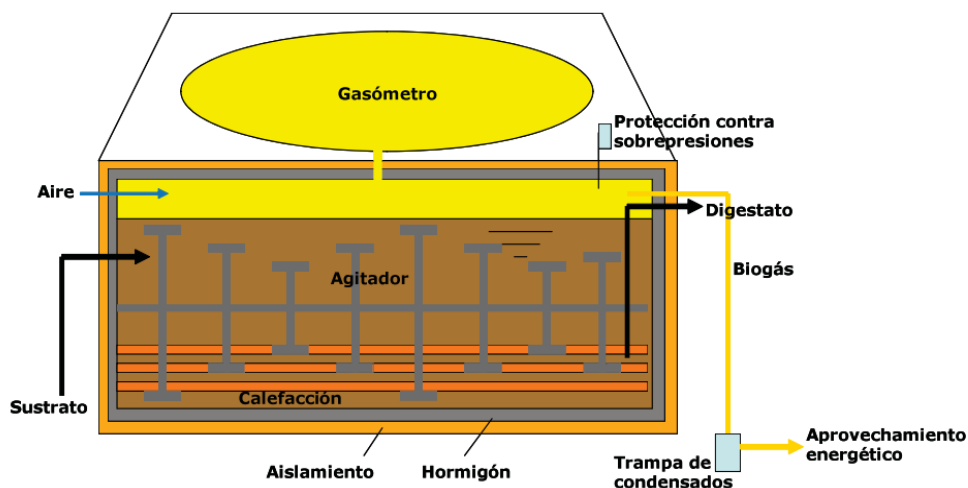


**Figura 2.13** Esquema general de un biodigestor de mezcla completa. Fuente: Revista Agronomos, 2011

## 2. Biodigestor tipo flujo de pistón

La característica principal de concentración de cualquier sustancia varía en cada sección transversal del digestor. La alimentación es continua o semicontinua, introduciéndose el material por un extremo y extrayéndose por el extremo contrario. Estos digestores suelen estar dotados de una agitación lenta (mezclado) mediante mezcladores de palas, que además tienen la función de favorecer el desplazamiento del material hacia la salida en el caso de digestores horizontales.

La Figura 2.14 muestra un digestor tipo flujo pistón, en el que se observa el avance del sustrato a lo largo del reactor, asistido por un sistema de agitación y calefacción.



**Figura 2.14.** Esquema general de un biodigestor tipo flujo pistón. Fuente: Revista Agronomos, 2011

Independientemente del tipo de proceso, la principal ventaja de la generación de energía a partir de biogás en comparación con la energía solar fotovoltaica es la disponibilidad constante de energía: la generación de biogás es continua, ya que se produce a partir de residuos orgánicos disponibles durante todo el año

### 2.4.2.4 Motogeneradores y cogeneración

Existen diversos ciclos termodinámicos en los que pueden utilizar biogás como principal fuente de funcionamiento, estos ciclos termodinámicos se llevan a cabo en máquinas térmicas en las que se convierte la energía térmica en trabajo, y este trabajo es expresado en eficiencia térmica.

En la mayoría de los casos, las plantas de generación por biogás utilizan motores alternativos, cuyo funcionamiento está basado en conseguir mediante los movimientos lineales y alternativos de los pistones el movimiento de giro de un eje. La energía eléctrica se obtiene mediante un alternador acoplado directamente al eje del motor, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y agua caliente de los circuitos de refrigeración.

Esta energía térmica se usa típicamente para calentar los biodigestores con el fin de aumentar la destrucción de componentes orgánicos para tener más producción de biogás. También se puede aprovechar en calderas o equipos que demanden calor. El aprovechamiento de dos tipos de energía es lo que se conoce como cogeneración.

#### **2.4.2.5 Generador eléctrico**

El generador es una máquina rotativa que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Las unidades de Cogeneración eléctrica-térmica (CHP, del inglés Combined Heat and Power) más utilizadas son centrales térmicas compuestas por un motor de combustión acoplado a un generador síncrono, diseñados para trabajar a 1500 revoluciones por minuto (rpm).

Estos tipos de generadores son muy utilizados debido a que el control de potencia activa (P) y reactiva (Q) es independiente. Para conectarse a la red deben ser puestos en sincronismo, es decir, las secuencias de fases, la magnitud de los voltajes de línea del generador y de la red deben ser iguales.

#### **2.4.3 Modos de operación de las tecnologías de GD**

Dentro de los estudios de flujos de potencia en redes de distribución, las unidades de GD operan de dos modos, como una unidad que inyecta potencia constante (nodo PQ) o como una unidad que puede controlar la tensión en el nodo donde está conectada (nodo PV). Para determinar el modelo correcto en dichos estudios, se requiere saber el tipo de conexión a la red.

En el caso del nodo PQ, también conocido como modo de operación con factor de potencia constante (FPC), la unidad de GD es programada para que entregue una

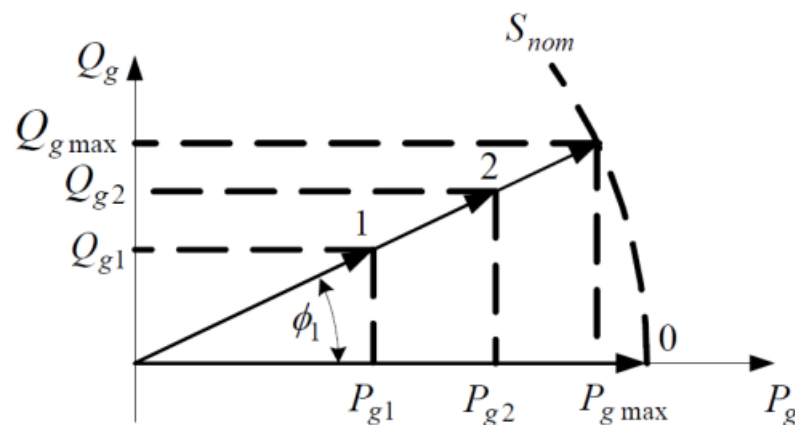
potencia activa ( $P_g$ ), y la potencia reactiva ( $Q_g$ ) que la unidad entregara, satisface un determinado factor de potencia considerado ( $\cos\phi$ ):

$$\frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} = \cos\phi \quad (2.6)$$

En este modo de operación, hay dos límites que deben ser respetados:

- La capacidad nominal de la unidad ( $S_{nom}$ ).
- El factor de potencia debe permanecer constante e igual.

En la Figura 2.15 se muestra que para un factor de potencia constante ( $\cos\phi$ ), un incremento en la potencia activa  $P_{g1}$  a  $P_{g2}$ , crea un incremento en la potencia reactiva generada por la unidad  $Q_{g1}$  a  $Q_{g2}$ .



**Figura 2.15** Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia constante.

El modelo de nodo PV, también conocido como modo de control de voltaje (MCV), se permite un control limitado de voltaje local por la inyección variable de potencia reactiva dentro de ciertos límites. Es muy común que estos límites vengan expresados en diagramas de operación de potencia activa versus potencia reactiva o bien el clásico diagrama del círculo.

Las tecnologías de GD basadas en generadores síncrono y en algunos casos muy particulares de unidades con interfaz de electrónica de potencia a la red, permiten este

modo de operación, las turbinas de gas y ciclo combinado, al igual que los generadores diésel, operan en este modo.

En el caso específico de la generación solar fotovoltaica, el Procedimiento Técnico N°4 de CAMMESA establece lo siguiente

- La generación menor o igual a 1 MW no debe absorber potencia reactiva de la red (es decir debe operar con un factor de potencia ( $\cos \phi$ ) igual a la unidad o entregando reactiva a la red). Puede trabajar con un factor de potencia ( $\cos \phi$ ) constante, sólo se requerirá control de tensión cuando ello sea necesario para mantener dentro de banda las tensiones.
- La generación mayor a 1 MW y menor a 25 MW debe disponer de capacidad para operar en cualquiera de las condiciones que le sean requeridas para un factor de potencia ( $\cos \phi$ ) igual a 0,95 (inductivo o capacitivo). Cuando las condiciones del punto de conexión lo requieran se podrá exigir que disponga control automático de la tensión en el punto de conexión a la red.

En función de esas condiciones de interconexión modelaremos como nodo PQ o FDC a todas las fuentes de generación de este tipo.

## **2.5 Simulación por software**

La modelización por software ofrece ventajas significativas en términos de precisión, tiempo y recursos para analizar efectos complejos, permitiendo además simular distintos escenarios de manera flexible. En este trabajo se emplea el software de análisis y simulación de potencia ETAP, reconocido en el área. Entre los estudios más relevantes para la planificación, operación y mantenimiento de sistemas eléctricos se encuentran los análisis de flujo de carga, cortocircuito y coordinación de protecciones. Además, ETAP permite simular el comportamiento de fuentes de energía renovable, considerando la variabilidad del recurso a lo largo del día (ETAP, 2012).

El software (versión 11.1.1) fue adquirido por la Federación Santafesina de Cooperativas de Electricidad Obras y Servicios Públicos (FESCOE) bajo una licencia

corporativa. Este software está restringido a los fines internos de las cooperativas miembro y fue facilitado a la Cooperativa Eléctrica de Venado Tuerto (CEVT), donde me desempeñé como ingeniero responsable del área técnica. Su uso estuvo justificado por los beneficios que este análisis aporta a la cooperativa.

## **2.6 Estudios requeridos para la interconexión de una nueva fuente de generación al SADI**

Los estudios necesarios para la interconexión de una planta de generación están establecidos en el Procedimiento técnico n°1 "Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte" (CAMMESA, 2020). A continuación, se detallarán las tres etapas con diferentes requerimientos de estudios.

### **2.6.1 Clasificación de etapas de requerimientos para la conexión.**

Se definen tres etapas con diferentes requerimientos de estudios para la conexión al sistema de transporte:

- **Etapas 1.** Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones.

Esta etapa es necesaria para que el ENRE pueda autorizar el acceso a la capacidad de transporte existente o su ampliación. También incluye la definición básica de las instalaciones y equipamientos de control requeridos.

- **Etapas 2.** Diseño técnico de detalle.

Posterior a la aprobación del ENRE y previo a la puesta en servicio, se deben realizar estudios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar. Este equipamiento debe ser aprobado por el transportista según lo establecido por el ENRE, los Procedimientos y la Licencia Técnica. Si existen condiciones que afecten el funcionamiento del sistema en su conjunto o de algunos agentes en particular, estas deberán ser evaluadas por CAMMESA. En esta etapa se deben definir los requerimientos de equipamiento de control, recursos estabilizantes, instalaciones de arranque en negro y formación de islas.

• **Etapa 3.** Diseño y optimización de los sistemas de control.

Previo a la puesta en servicio, se llevarán a cabo estudios para ajustar y optimizar los equipamientos de control de los generadores, sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación y control de perturbaciones producidas por la demanda, entre otros. Estos estudios deben ser aprobados por la Transportista en Alta Tensión, Distribución Troncal y/o por los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte y por CAMMESA.

### 2.6.2 Estudios requeridos por etapa

Cada etapa del proceso de interconexión establece una serie de estudios técnicos específicos que deben ser aprobados por los organismos correspondientes.

La Tabla 2.2 indica los estudios requeridos para cada una de ellas:

Etapa	Tipo de Estudio	Tipo de Instalación		
		Ingreso de Generación	Ingreso de Demanda	Ampliación Transporte
1	Flujo de Cargas	Si	Si	Si
1	Cortocircuitos	Si		Si(1)
1	Estabilidad Transitoria	Si	Si(2)	Si(2)
1	Requerimientos Transporte	Si	Si	Si
2 y/o 3	Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(3)	Si
2 y/o 3	Detallados Estabilidad Transitoria	Si(2)	Si(2)	Si(2)
2 y/o 3	Instalación de Arranque en Negro	Si	---	---
2 y/o 3	Formación Islas	Si	Si(4)	---
2 y/o 3	Ajuste de Reguladores	Si	---	---
2 y/o 3	Pequeñas Perturbaciones	Si	---	---

**Tabla 2.2** Estudios requeridos por etapa; Fuente: (CAMMESA, 2020)

Es importante resaltar, que ninguna de estas etapas incluye estudios de impacto de la generación en las pérdidas o la eficiencia de la red eléctrica.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA RED A ESTUDIAR

La red eléctrica de Venado Tuerto, operada por la Cooperativa Eléctrica de Venado Tuerto (CEVT), abastece a aproximadamente 40.000 usuarios y presenta una demanda máxima histórica de 62 MW. Se trata de una red con un marcado perfil industrial, donde este sector representa alrededor del 40% del consumo energético total. En este capítulo se describen las características técnicas de la red y los sistemas de generación existentes y proyectados.

#### 3.1 Red de distribución

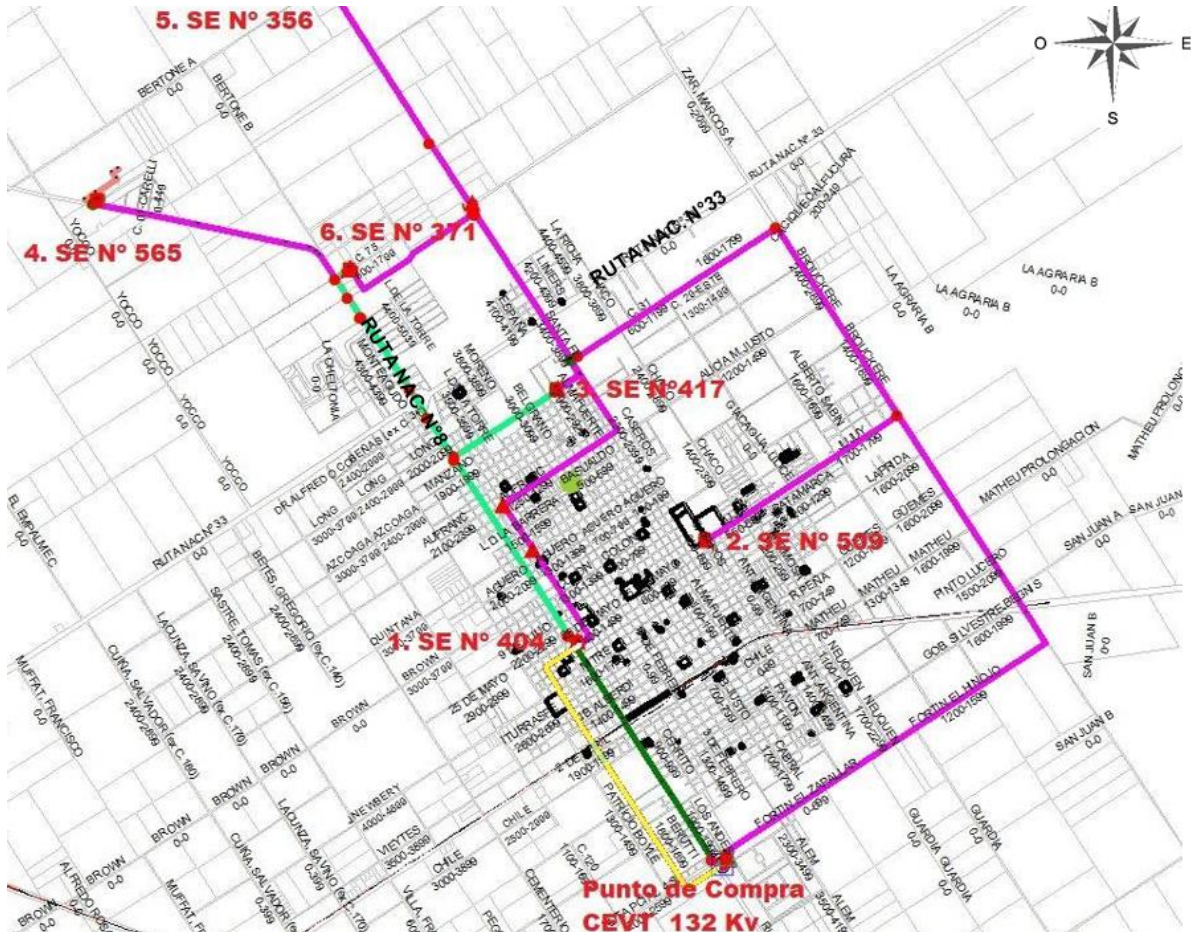
Esta compra energía a una distribuidora troncal, la Empresa Provincial de la Energía (EPE), en niveles de tensión de 132 kV, a través de lo que localmente se denomina “Centro de Distribución”, el cual constituye el punto de compra de energía. Desde allí, la energía es transportada mediante sus alimentadores principales en 33 kV hasta las subestaciones principales de rebaje a 13,2 kV, ubicadas en distintos puntos estratégicos de la ciudad, y denominadas de la siguiente forma:

1. Subestación N°509 (SE509)
2. Subestación N°404 (SE404)
3. Subestación N°417 (SE417)
4. Subestación N°565 (SE565)
5. Subestación N°356 (SE356)
6. Subestación N°371 (SE371)

Desde estas subestaciones principales, la energía es distribuida en 13,2 kV a través de redes urbanas y rurales hasta llegar a subestaciones de distribución que realizan el rebaje final de tensión a 400/230 V. Desde allí, se suministra energía en baja tensión a los usuarios residenciales, comerciales e industriales.

La capacidad máxima de compra de energía por parte de la CEVT es de 100 MVA, determinada por los dos transformadores de 50 MVA instalados en el Centro de Distribución, propiedad de la cooperativa. Sin embargo, la capacidad efectiva de transporte hacia el centro de la ciudad se encuentra limitada por los alimentadores principales en 33 kV, cuya capacidad es considerablemente menor. Por este motivo,

el transporte desde el punto de compra hasta las subestaciones de rebaje de 33kV a 13,2 kV constituye una de las actividades más críticas para la operación de la CEVT. La ubicación de estas subestaciones puede visualizarse en la **Figura 3.1**.

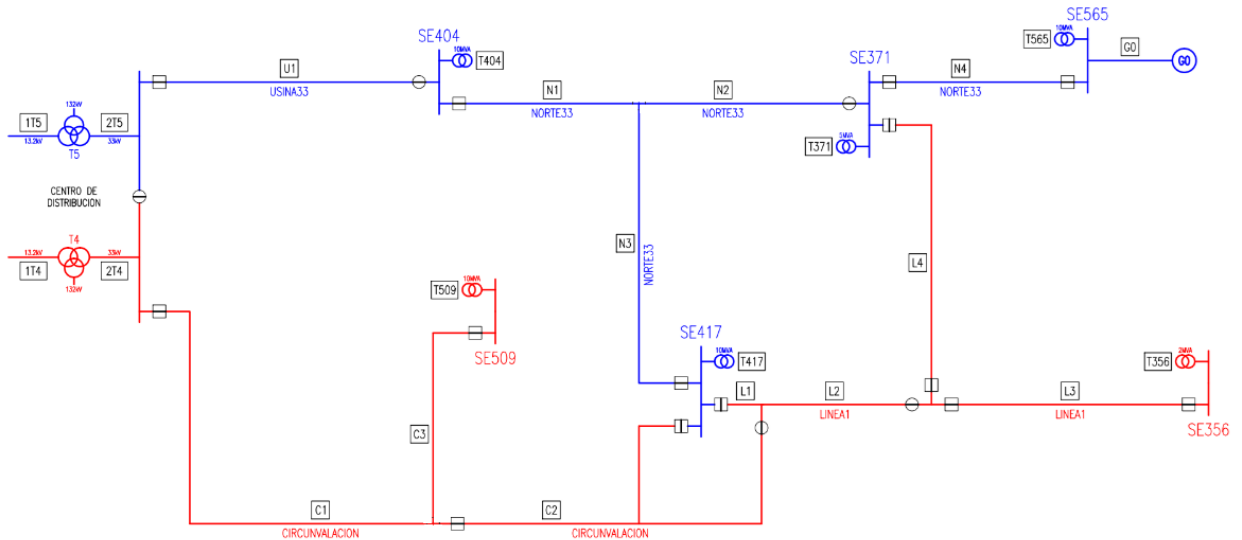


**Figura 3.1** Red principal de media tensión CEVT. Fuente: Sistema GIS de la CEVT.

El aporte energético a partir de fuentes alternativas renovables en estas subestaciones podría brindar grandes beneficios al sistema de distribución. De acuerdo con esta situación, se llevará a cabo un modelo numérico para simular el efecto de la generación renovable por biomasa y por energía solar fotovoltaica, a los efectos de cumplir con los objetivos planteados por la tesis. Para dicho análisis, se considerarán las dos configuraciones con las que habitualmente opera la red

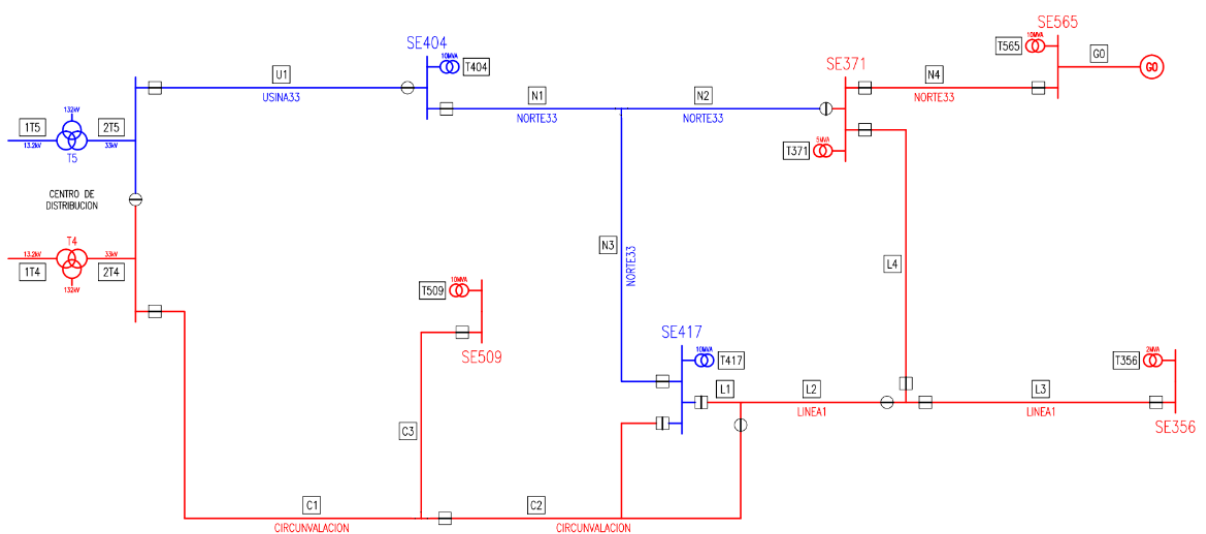
En la Figura 3.2 se visualizan, de forma unifilar, las interconexiones de líneas en condiciones de operación normal, a la que en adelante denominaremos **“Configuración de operación 1”**.

En los diagramas unifilares se incluyeron las denominaciones internas de cada uno de los alimentadores, junto con la simbología abreviada con la cual se los identifica en los sistemas de la CEVT.



**Figura 3.2** Diagrama unifilar de Red de distribución eléctrica en 33kV de Venado Tuerto en configuración de operación 1. Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3.3 se visualiza el esquema de la red en otra condición normal de operación, generalmente utilizada en períodos de alta demanda, debido a la limitación de capacidad que presentan los dos alimentadores principales de 33 kV, denominados y representados en los esquemas bajo los nombres “Circunvalación” y “Usina33”. A esta configuración la denominaremos **Configuración de Operación 2**.



**Figura 3.3** Diagrama unifilar de Red de distribución eléctrica en 33kV de Venado Tuerto en configuración de operación 2. Fuente: Elaboración propia

## **3.2 Sistemas de generación existentes y proyectados.**

### **3.2.1 Planta de Biogas “Seeds Energy S.A”**

#### **3.2.1.1 Descripción general**

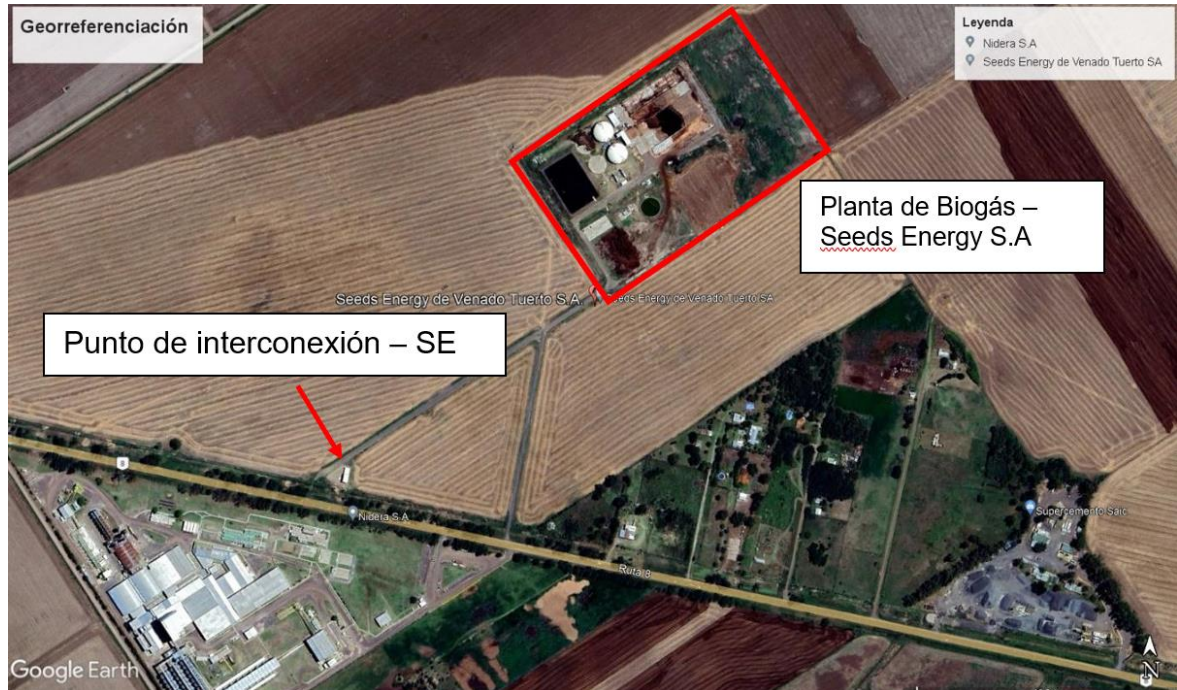
En el marco del programa Renovar Ronda 2, con identificación de proyecto ID B-523, la planta de biogás propiedad de SEEDS ENERGY S.A., se encuentra en pleno funcionamiento en la localidad de Venado Tuerto. Diseñada para operar durante 30 años, esta instalación, con una potencia adjudicada de 2 MW y un precio actual de 156 USD/MWh, juega un papel fundamental en la diversificación de la matriz energética de la ciudad (Ministerio de Energía y Minería, Resolución 488-E/2017). Además, cuenta con un contrato vigente con CAMMESA por 20 años y se estima que, en los años subsiguientes, la potencia de la planta podría incrementarse a 3.5 MW, fortaleciendo aún más su impacto en el panorama energético.

La planta de biogás opera en forma continua durante 24 horas al día, durante un mínimo de 8400 horas anuales. La parada anual de la planta suele ser de entre 10 a 15 días por año, principalmente para realizar tareas de mantenimiento mecánico programado. Durante su operación, cuenta con una dotación permanente de 18 a 20 operadores distribuidos en tres turnos rotativos y un turno diurno, además de un mínimo de 10 o 15 contratistas externos, que brindan servicios de logística, vigilancia, limpieza, consultoría legal y contable, sistemas y otros servicios tercerizados. Cuenta con varias áreas operativas incluyendo la recepción y pesada de camiones, la zona de espera para camiones, la descarga y almacenamiento de biomasa, la biodigestión, el lavado y purificación del biogás, el sistema de cogeneración térmica y eléctrica, la separación y almacenamiento de fertilizante líquido y sólido, y la carga a granel de fertilizante líquido y sólido.

#### **3.2.1.2 Ubicación de la Planta**

El terreno está ubicado en las afueras de la ciudad de Venado Tuerto, a varios kilómetros de distancia del límite urbano, en una zona clasificada como rural, a 3 km de distancia de la actual Planta de Procesamiento de Semillas de Syngenta. El predio seleccionado cuenta con una superficie total disponible de 20 ha, en tanto que la superficie requerida por el layout de la planta es de aproximadamente 15 ha en base

a los volúmenes y tipo de biomasa utilizados. El Punto de Interconexión, definido con la CEVT, se encuentra a menos de 1km de distancia del predio y realiza la inyección en los tableros de media tensión de 33 kV de la SE 565, una de las subestaciones descritas en el apartado 3.1 (ver Figura 3.4).



**Figura 3.4** Imagen satelital Seeds Energy S.A. Fuente: Google Earth

### 3.2.1.3 Sistema de generación eléctrica

Se utiliza un módulo para la generación combinada de energía eléctrica y térmica, serie ECOMAX 10 BIO para exteriores, integrado por tres motogeneradores a biogás con una capacidad de generación máxima de 1 MW cada uno, instalados en solución modular dentro de un contenedor metálico con aislación acústica. La tensión en los bornes de salida del generador es de 400 V, la cual es elevada a 33 kV mediante un transformador, con su correspondiente sistema de protección.

La entrega de energía a la red se realiza a través de una salida aérea de 33 kV, cuya conexión con la línea existente de la CEVT constituye el límite de responsabilidad entre el generador y la distribuidora. La disposición general de este sistema puede observarse en el esquema unifilar de la Figura 3.5.

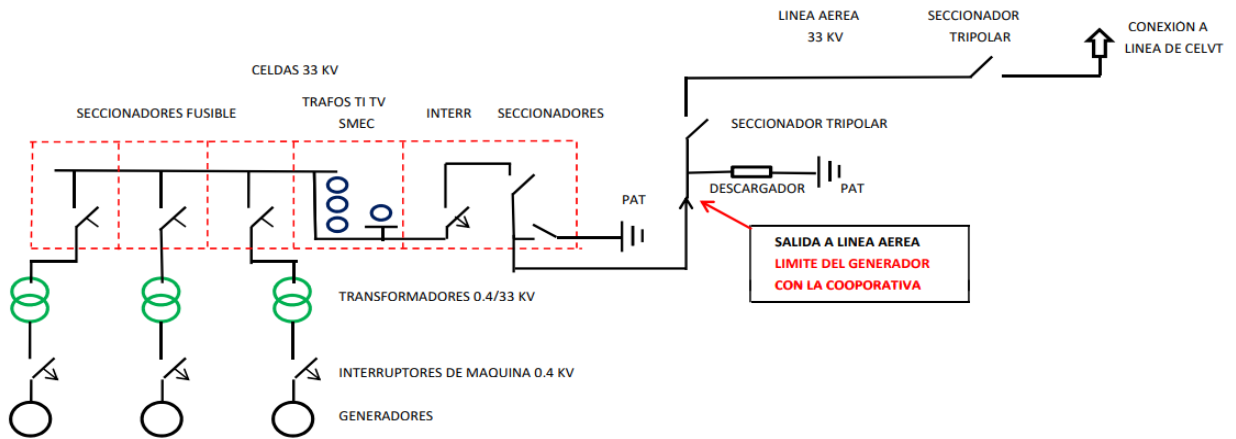


Figura 3.5 Esquema unifilar de interconexión. Fuente: Seeds Energy S.A

### 3.2.2 Parque solar fotovoltaico 5 MW

Se encuentran adjudicados, mediante las denominaciones proyectos “PS Venado Tuerto 4” y “PS Venado Tuerto 6”, la ejecución de dos parques fotovoltaicos de 20 y 5 MW de potencia respectivamente, a cargo de la empresa Coral Energía S.A del Grupo Iraola en la localidad de Venado Tuerto. Los precios adjudicados pueden consultarse en la Tabla 3.1 obtenida del Anexo I de la Resolución 609/2023 mediante la cual se adjudicaron los proyectos de generación renovable de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional “RenMDI”.

#### Anexo I

#### RENLÓN 1 – DETALLE DE OFERTAS ADJUDICADAS

EMPRESA	PROVINCIA	TEC	Proyecto	MW	PO u\$s/MWh		
Energías Renovables Las Lomas S.A.U	CHACO	SFV	PS CHARATA I - ER LAS LOMAS	15.0	78.8		
			PS CHARATA II - ER LAS LOMAS	15.0	58.8		
			PS CHARATA III - ER LAS LOMAS	10.0	58.8		
			PS SAENZ PEÑA I - ER LAS LOMAS	9.0	76.8		
			PS SAENZ PEÑA II - ER LAS LOMAS	11.0	58.8		
			PS VILLA ÁNGELA II - ER LAS LOMAS	9.0	74.8		
			PS VILLA ÁNGELA III - ER LAS LOMAS	10.0	64.8		
			PS VILLA ÁNGELA IV - ER LAS LOMAS	11.0	56.8		
			FORMOSA	SFV	PS ING JUAREZ - ER LAS LOMAS	15.0	76.8
					PS LAGUNA YEMA - ER LAS LOMAS	15.0	74.8
PS LAGUNA YEMA II - ER LAS LOMAS	7.0	56.8					
Coral Consultoría en Energía SA	CORRIENTES	SFV	PS BELLA VISTA - CORAL	10.0	62.1		
			PS SANTA CATALINA 1 - CORAL	20.0	62.2		
	SAN JUAN	SFV	PS SAN PEDRO 1 - CORAL	5.0	62.0		
			PS CERES 1 - CORAL	20.0	57.8		
	SANTA FE	SFV	PS VENADO TUERTO 4 - CORAL	20.0	57.3		
			PS VENADO TUERTO 6 - CORAL	5.0	70.2		
	SANTIAGO	SFV	PS AÑATUYA 2 - CORAL	10.0	67.0		
			PS BANDERA 1 - CORAL	20.0	64.0		

Tabla 3.1 Proyectos adjudicados en la localidad de Venado Tuerto - Fuente: Resolución 609/2023

Este apartado se centrará exclusivamente en la descripción de la “PS Venado Tuerto 4”, cuya interconexión podría realizarse en la red eléctrica de la CEVT. En caso de que la interconexión de esta planta no se concrete, existe la posibilidad de que una planta fotovoltaica de características similares se conecte a dicha red. La interconexión podría llevarse a cabo en dos puntos posibles, los cuales se detallarán en el apartado siguiente, y para los cuales la distribuidora ha otorgado factibilidad.

### 3.2.2.1 Descripción general

La planta solar fotovoltaica se proyecta con 6,386 MWp de potencia en corriente continua (DC), correspondiente a la generación de los paneles, y 5,00 MWac de potencia nominal en corriente alterna (AC) en el Punto de Entrega (PE), con inyección a 33 kV. El sistema de generación estará compuesto por 9.750 módulos fotovoltaicos bifaciales de 655 Wp montados sobre estructuras fijas, cuya distribución tentativa se muestra en la Figura 3.6



Figura 3.6 Layout del PSFV – Elaborado por Coral Energía S.A

### **3.2.2.2 Ubicación y punto de interconexión**

La inyección de la energía proveniente del Parque Solar Fotovoltaico (PSFV) se realizará en una cabina de maniobra a construir en la intersección de calle Huhn y Ruta Nacional N° 8. El recorrido de la línea de interconexión desde el parque hasta dicha cabina se presenta en el Anexo N°2, incorporado al final del documento.

La selección del punto de inyección respondió a una evaluación técnica que incluyó distintos escenarios de contingencia, con el propósito de asegurar la operatividad del parque durante la mayor parte del año y preservar la continuidad del servicio ante posibles fallas en tramos específicos del alimentador. Los escenarios de contingencia se encuentran representados en el Anexo N°3, incorporado al final del documento.

Como alternativa, se consideró un segundo punto de inyección propuesto por la distribuidora, ubicado en las intersecciones de las calles Jujuy y Circunvalación, mediante una línea aérea de media tensión de 33 kV. No obstante, para este punto se cuenta con menos información de avance debido a que la disponibilidad de adquisición de terreno para el montaje del parque solar se encuentra más cercana al primer punto (Huhn y Ruta Nac. 8). A pesar de ello, se analizará en la simulación ambos escenarios de conexión, con el fin de evaluar el impacto de la generación en cada caso y prever la eventual incorporación de proyectos futuros que optimicen la distribución de la energía.

### **3.2.3 Usuarios-generadores conectados a la red de distribución**

Hasta el momento, la red de distribución cuenta con 51 Usuarios-Generadores conectados. En conjunto, aportan a la red alrededor de 300 kW en niveles de baja tensión. La tecnología de generación utilizada es solar fotovoltaico en su totalidad.

Los usuarios forman parte de distintos programas de generación distribuida, los cuales fueron mencionados en el apartado 1.1, y establecen diferentes límites para la generación renovable anual en relación con el consumo del usuario:

- **Prosumidores:** generación renovable anual  $\leq$  80 % del consumo anual.
- **Usuarios-Generadores ERA:** generación renovable anual  $\leq$  100 % del consumo anual.

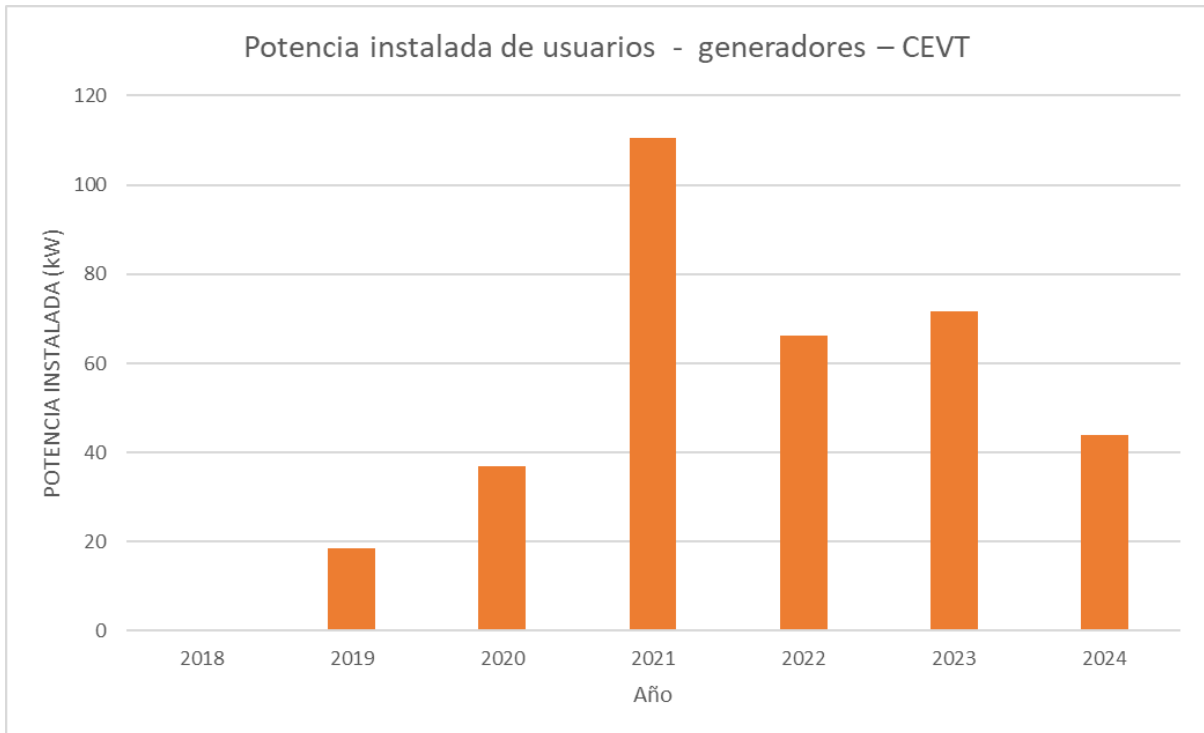
- **Prosumidores 4.0** generación renovable anual  $\leq$  100 % del consumo anual.

En la Tabla 3.2 se presentan los usuarios discriminados por programa, indicando para cada uno la ubicación, potencia instalada, tarifa y fecha de conexión a la red de la CEVT.

PROSUMIDORES						
RAZÓN SOCIAL/NOMBRE	DIRECCION	N° SOCIO	FECHA CONEXIÓN	TARIFA	POTENCIA (KW)	
PISACO, JUAN PABLO	MORENO 2645	48789/05	20/08/2019	RESIDENCIAL	1,5	
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL 4 AN SRL	LAPRIDA 635	27813/19	09/05/2019	ENTIDADES.VARIAS	5	
LÓPEZ JOSÉ Y AUDISIO ILDA	CORRIENTES 4215	74016/02	20/08/2019	RESIDENCIAL	3	
DE FRANCESCO, ANDRÉS NELSON	MAIPÚ 1921	23154/04	08/08/2019	RESIDENCIAL	2	
JEANNOT, JOSÉ ANDRÉS	CASTEX 764 - MAGGILO	75163/03	18/09/2019	RESIDENCIAL	2	
CUICCHI GAVEGLIO S.A.	ALMAFUERTE 350	38514/03	02/09/2019	RESIDENCIAL	5,1	
HAISPU S.A.	RIVADAVIA 694	36379/07	23/06/2020	COMERCIAL	3	
CUICCHI GAVEGLIO S.A.	ROCA 1165	74585/03	03/01/2020	RESIDENCIAL	3	
SIMON,CLAUDIA ELISA	RIVADAVIA 676	36379/05	23/06/2020	COMERCIAL	7,26	
SUCES.SUC.DE TEREZI DOMINGO	HUHN 2037	53872/05	24/09/2020	RESIDENCIAL	2	
ALVAREZ,JORGE	M.CIANI 3001	53552/02	15/12/2020	COMERCIAL	2,64	
HACHE CUATRO S.R.L.	RIVADAVIA 2290	41366/04	03/12/2020	RESIDENCIAL	4	
VILLARREAL,OSCAR	EVA PERON 558	72603/04	13/01/2021	COMERCIAL	6	
ARAMENDI, SANTIAGO RAMON	H.VRYGOYEN 348 - MAGGIOLO	71172/02	06/01/2021	RESIDENCIAL	2	
	DOMINGO ROMERO 1020	45358/03	05/08/2021	INDUSTRIAL EN PARQUE IND.	7,5	
<b>GRAN PROSUMIDOR</b>						
ALBERT IRONS S.R.L.	JUAN GARRO 2880	56905/10	31/07/2020	P B1 < 300 kW	15	
					<b>TOTAL (kW)</b>	<b>71</b>
<b>USUARIOS-GENERADORES ERA</b>						
RAZÓN SOCIAL/NOMBRE	DIRECCION	N° SOCIO	FECHA CONEXIÓN	TARIFA	POTENCIA (KW)	
CHEMINI LEONARDO PRIMO	RIVADAVIA 2338	58465	14/12/2021	RESIDENCIAL	2,72	
CARELLI LUIS OSCAR	LA PAMPA 62	68770	10/12/2021	RESIDENCIAL	2,2	
MIÑO LUIS ANGEL	P.BADIA 910 - MAGGIOLO	31114	17/01/2022	INDUSTRIAL	2	
El Bozal SRL	Ruta 33 N°2590	18352	17/02/2022	COMERCIAL	4,76	
Carlos Barbarich	Garibaldi 116	51228	24/01/2022	RESIDENCIAL	1,7	
CLUB UNIVERSITARIO VENADO TUERTO	Calle 54 e/ calle 35 y 37	20198	23/03/2022	ENTIDADES.VARIAS	2,7	
MARIANA CASH	C5 s/n - LA CHELTONIA	51271	13/05/2022	RESIDENCIAL	2,2	
DISTRIBUIDORA BAUDRACCO SA	SAVERDRA 944	54168	24/05/2022	COMERCIAL	3	
BLANCA CERATTI	MAIPÚ 1961	26957	24/06/2022	RESIDENCIAL	2,16	
VICTOR PEISINO	LOS CHINGOLOS 1172	55162	15/07/2022	RESIDENCIAL	4	
MAURO RICCI	HARRY AMINCTON 1150	66662	21/07/2022	RESIDENCIAL	3	
MENDEZ	OVIDIO LAGOS 220	56704	06/08/2022	COMERCIAL	10	
PABLO COCCIA	MITRE 231	13626	17/09/2022	RESIDENCIAL	1,8	
NICOLAS WILLINER	URUGUAY 1731	37261	28/11/2022	RESIDENCIAL	1,5	
MIGUEL ANGEL PEPPINO	25 DE MAYO 2050	27089	02/11/2022	RESIDENCIAL	5	
PEDRO CALVI	LOTE H5 - LA CHELTONIA	59840	19/09/2022	RESIDENCIAL	3	
DANIEL SACCO	PADRE BADIA 850	62059	19/10/2022	RESIDENCIAL	3,7	
JACKELINA POLITTI	RUNCIMAN 572	86145	22/12/2022	RESIDENCIAL	2,7	
BC NEGOCIOS	E. ALBERDI 435	66466	15/12/2022	COMERCIAL	4	
EXPOCHAPA SA	12 DE OCTUBRE 1428	30522	16/01/2022	COMERCIAL	5	
DIEGO ALBERTO ONEGLIA	2 DE ABRIL 1650	53672	01/03/2023	RESIDENCIAL	3	
JULIAN PEISINO	RIVADAVIA 25	43329	18/02/2023	RESIDENCIAL	3	
ASOC. COOPERADORA UNIVERSITARIA VT	SANTA FE 1891	50739	19/04/2023	COMERCIAL	7,5	
SEBASTIAN MARIO MARIEZCURRENA	LOS BENTEVEOS 1477	1761316	07/07/2023	RESIDENCIAL	8,1	
ALBERTO FITO	MAXWELL 1027	19791	08/11/2023	RESIDENCIAL	3	
ANA CAROLINA NOVAK	LOPEZ 936	58799	10/11/2023	RESIDENCIAL	2	
ZERBITZUA ABELUR SRL	LAS ACACIAS 2510	60583	27/03/2024	COMERCIAL	2	
MECAN SA	PAZ 635	46943	08/05/2024	COMERCIAL	17	
<b>GRANDES USUARIOS-GENERADORES ERA.</b>						
RESGUARDO SERFIN SA	RUTA NACIONAL N°8 KM 361	60415	14/09/2021	2 B1 < 300 kW	30	
INDUSTRIAS METALURGICAS ROSSMET	ANTONIO GARNIER 1204	64259	31/12/2021	P B1 < 300 kW	60	
PLYRAP	ROBERTO IMPERIALE 1111- PI	52940	07/07/2022	P B1 < 300 kW	4	
PROVIMI SA	G.MARENGHINI 1750	67562	14/04/2023	2 M1 > 300 Kw	50	
<b>TOTAL (kW)</b>					<b>256,74</b>	
<b>PROSUMIDORES 4.0</b>						
RICARDO VENTURINO SA	RN 8 KM 361	63880	01/10/2024	COMERCIAL	15	
CESAR GIMENEZ	LÓPEZ 370	57883	23/10/2024	RESIDENCIAL	5	
GUSTAVO PLENCOVICH	LISANDRO DE LA TORRE	53570	15/11/2024	RESIDENCIAL	5	
RAUSEI MINUCCI RODRIGO NICOLAS	MITRE 1220	61993	10/04/2024	COMERCIAL	20	
<b>TOTAL (kW)</b>					<b>45</b>	

**Tabla 3.2** Listado de usuarios-generadores conectados a la red de la CEVT – Fuente: Base de datos CEVT

La tendencia de conexión de usuarios generadores a la red se explica por la presencia y el impacto de programas e incentivos que han promovido su participación a lo largo del tiempo. En la Figura 3.7 se muestra la potencia de generación proveniente de usuarios-generadores en los últimos años.



**Figura 3.7** Potencia instalada de usuarios generadores en cada año. Fuente: elaboración propia

Estas generaciones no serán tenidas en cuenta en esta tesis debido al bajo impacto de generación que actualmente aportan al sistema de 33 kV. Sin embargo, es importante señalar su crecimiento progresivo y la posibilidad actual de asociación bajo el marco de instalación colaborativa, lo que permite a los usuarios-generadores conformar instalaciones de mayor tamaño y potenciar su impacto en la red.

## 4. MODELADO Y SIMULACIÓN

Esta etapa comienza con la recopilación de información técnica mediante el relevamiento en campo, la obtención de planos, manuales de equipos y diagramas unifilares proporcionados por las entidades responsables. Una vez reunida esta información, se llevó a cabo la familiarización con el entorno de simulación ETAP, donde se inició la creación del modelo digital de la red bajo estudio.

En esta plataforma se desarrollaron los diagramas unifilares utilizando simbología estandarizada conforme a normativa IEC. La parametrización de los distintos elementos —como transformadores, líneas, sistemas de generación distribuida y dispositivos de maniobra y protección— permitió construir un modelo representativo de la red. Para facilitar la interpretación de los símbolos utilizados, se incluye en el Anexo N°4 una tabla con la simbología empleada.

A continuación, se realizaron simulaciones de flujo de potencia, las cuales fueron validadas mediante la comparación de resultados obtenidos con datos reales. Este proceso permitió ajustar y asegurar la coherencia del modelo con el comportamiento real de la red.

En los diagramas unifilares presentados a lo largo del capítulo, se omiten los nombres de nodos y cargas individuales, priorizando la visualización clara de la topología general, las subestaciones involucradas, los alimentadores principales y las configuraciones típicas de operación.

Los siguientes apartados describen la metodología adoptada para el modelado de la demanda y las fuentes de generación distribuida, así como los escenarios de simulación analizados, sus parámetros técnicos y los resultados obtenidos.

### 4.1 *Modelado de la red.*

Para la simulación de la red en ETAP, se importaron datos de consumo y generación con una resolución horaria, abarcando todo el año 2023. Los valores de consumo provienen de registros históricos de la red de distribución. En cuanto a la generación, se importaron datos reales en el caso de la planta de biogás, mientras que para los

sistemas solares fotovoltaicos se importaron estimaciones basadas en factores climáticos y parámetros de producción.

A continuación, se describe más detalladamente lo introducido, detallando los distintos componentes de la red modelados en la simulación, incluyendo las líneas de distribución y transformadores eléctricos, así como los modelos específicos de las fuentes de generación estudiadas.

#### **4.1.1 Líneas de distribución y transformadores eléctricos.**

La precisión de los resultados del estudio depende en gran medida de un correcto relevamiento de las características eléctricas de las líneas de distribución. Es importante abordar detalladamente estos parámetros para lograr una evaluación precisa y eficiente de la red. En el plano N°1450, incluido como Anexo 1 de este trabajo, se presenta la caracterización eléctrica de la red de 33 kV, que incluye los tipos constructivos, las impedancias, las longitudes de las líneas y la caracterización de los transformadores.

#### **4.1.2 Sistemas de generación**

Cada una de las tecnologías disponibles para aplicaciones de generación distribuida presenta un perfil de producción característico, determinado por las propiedades del recurso primario que utilizan. La forma en que estos perfiles afectan los flujos de energía en la red depende directamente de sus particularidades, por lo que resulta fundamental modelarlos de manera precisa.

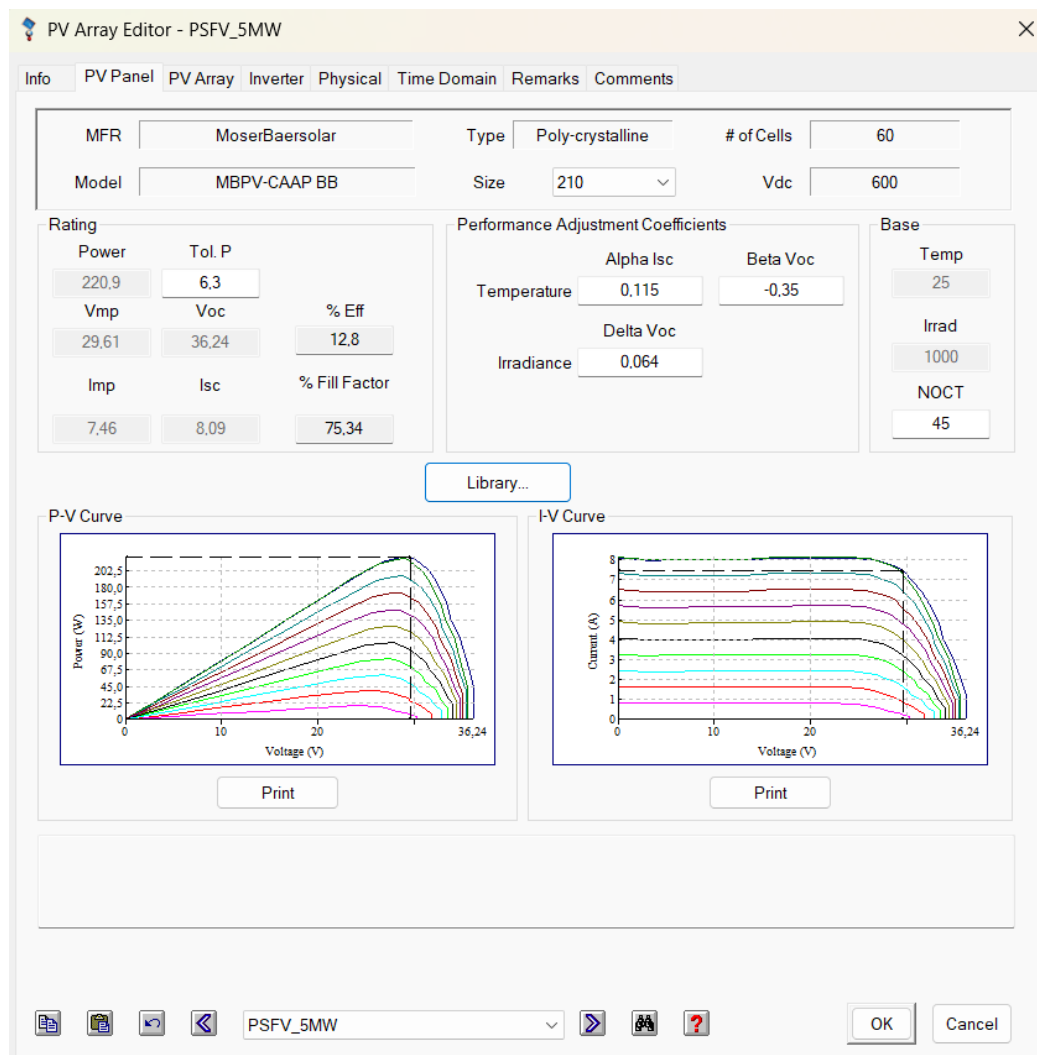
#### **4.1.3 Modelado de generación fotovoltaica**

El software incorpora todas las consideraciones y ecuaciones teóricas presentadas en la sección 2 de este proyecto. Esto significa que las herramientas necesarias para la aplicación práctica de las teorías abordadas están disponibles de manera integrada, simplificando así el proceso de análisis y diseño.

Las Curvas de potencia-tensión (PV) o de intensidad-tensión (IV) se pueden definir manualmente, especificando el pico de tensión ( $V_{mp-p}$ ), el pico de máxima intensidad

(Imp-p), la tensión del circuito abierto (Voc) y la intensidad de cortocircuito (Isc).

En este contexto, las curvas de potencia-tensión (PV) o corriente-tensión (IV) pueden definirse manualmente, especificando la tensión en el punto de máxima potencia (Vmp-p), la corriente en el punto de máxima potencia (Imp-p), la tensión en circuito abierto (Voc) y la corriente de cortocircuito (Isc). Además, se consideran los coeficientes de rendimiento ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ), que permiten caracterizar el comportamiento del módulo fotovoltaico ante distintas condiciones de radiación y temperatura, y calcular automáticamente la potencia de salida esperada del parque solar. La Figura 4.1 ilustra la interfaz del software ETAP utilizada para la parametrización de los paneles fotovoltaicos.



**Figura 4.1** Interfaz para parametrización de panel fotovoltaico en ETAP Fuente:

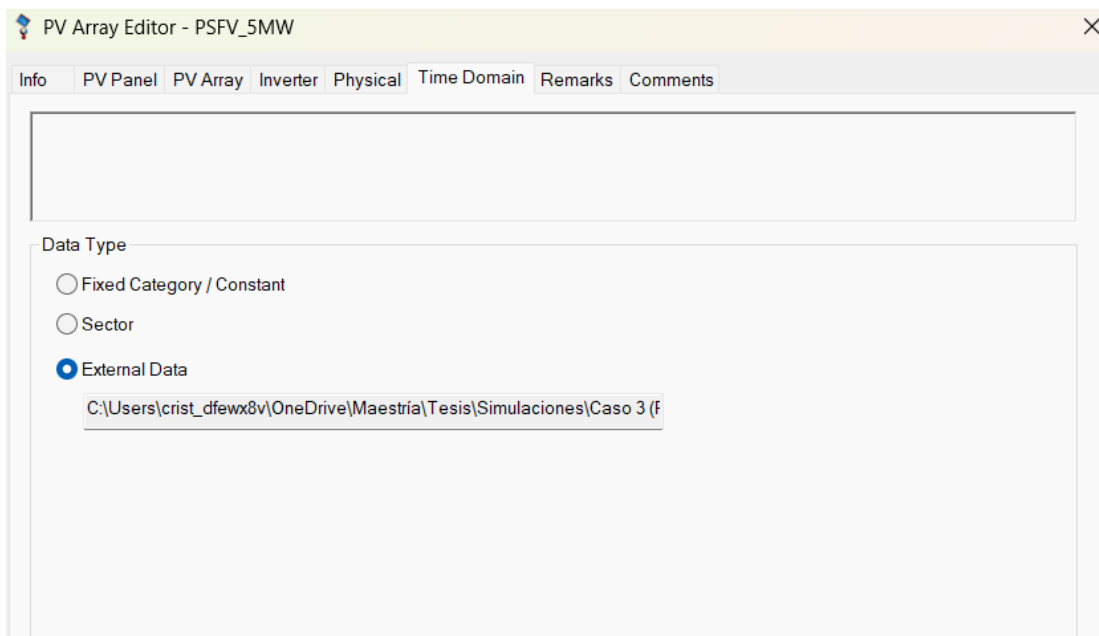
<https://etapesp.es/energia-solar>

En ETAP, también se pueden diseñar parques solares definiendo el arreglo fotovoltaico<sup>11</sup>, parámetros de inversor y demás componentes en la conversión y entrega de energía.

Para el modelado de generación, el software ofrece tres posibilidades para realizar el modelo:

- **Valores fijos:** se establecen manualmente los valores de generación para cada instante.
- **Curvas típicas de generación:** se utilizan perfiles predefinidos para tecnologías como solar o eólica.
- **Importación de datos externos:** se integran curvas reales provenientes de otras fuentes o mediciones.

En la Figura 4.2 muestra la interfaz de carga de datos para el modelado de generación en el software utilizado.

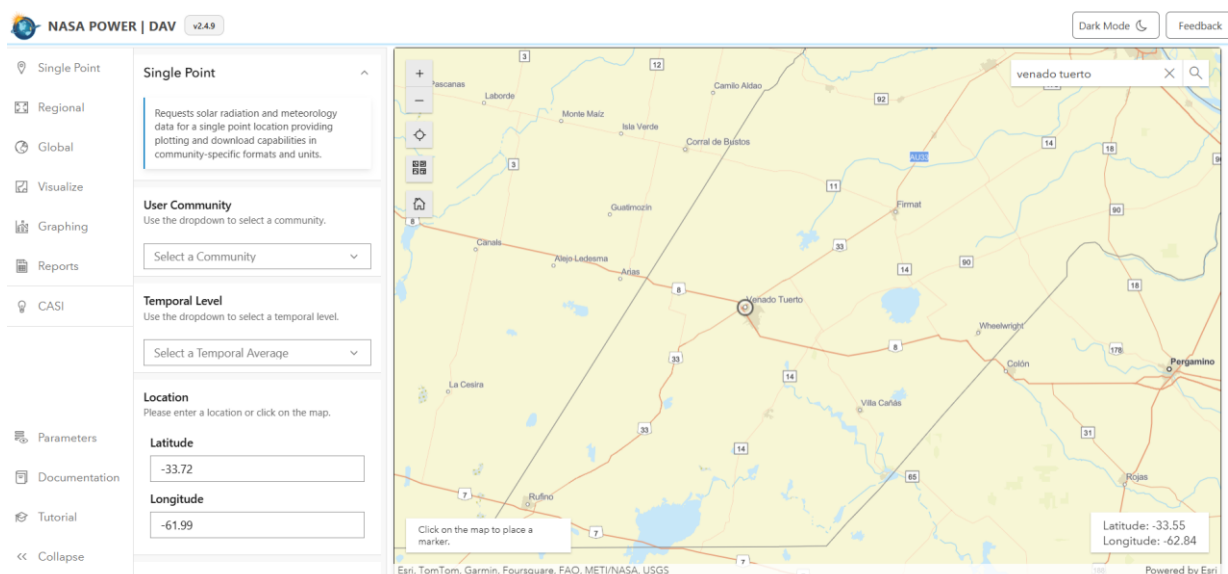


**Figura 4.2** Interfaz de carga de datos para el modelado de generación. Fuente: Imagen extraída de Software ETAP

<sup>11</sup> Un arreglo fotovoltaico es un conjunto de módulos conectados eléctricamente en serie o paralelo

Para el caso de generación solar, los datos pueden brindarse en términos de irradiancia ( $W/m^2$ ) o directamente en potencia activa (MW). Si se utilizan datos de irradiancia, el software calculará la potencia de salida en función del equipamiento modelado y la irradiancia disponible. En cambio, si se ingresan directamente los valores de potencia activa en MW, estos representarán los valores de salida de generación.

En este trabajo se modelará utilizando la opción de fuente externa en términos de irradiancia. Los datos fueron obtenidos de Power Data Access Viewer, una herramienta en línea proporcionada por la NASA que permite acceder y descargar datos relacionados con la radiación solar de forma gratuita para la ubicación del parque en cuestión y para el período que se pretende estudiar. La Figura 4.3 muestra el entorno de consulta utilizado para la obtención de los datos correspondientes al emplazamiento del parque.



**Figura 4.3** Herramienta en línea Power Data Access Viewer. Fuente: sitio oficial de la NASA (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

Cabe destacar que los datos satelitales de la NASA corresponden a una superficie horizontal; sin embargo, mediante el método descrito en el apartado 2.4.1.1, se han obtenido los valores corregidos para la inclinación específica del parque, permitiendo así un modelado más preciso del recurso solar disponible.

#### **4.1.4 Modelado de generación por biogás**

Para el modelado de generación a partir de biogás, optaremos por importar los valores desde una fuente externa (Opción 3 de la **Figura 4.2**), pero en este caso utilizaremos valores de potencia directamente debido a que la planta se encuentra en funcionamiento y se cuenta con dicha información. Aunque este tipo de generación presenta un comportamiento relativamente constante, el contar con estos datos permite considerar las variaciones estacionales y operativas mencionadas en el apartado 3.2, lo que posibilita desarrollar un modelo de generación más preciso, reflejando con mayor exactitud la exportación de energía en diferentes momentos del año. Estos datos son obtenidos mediante un medidor de generación con capacidad de telemedición.

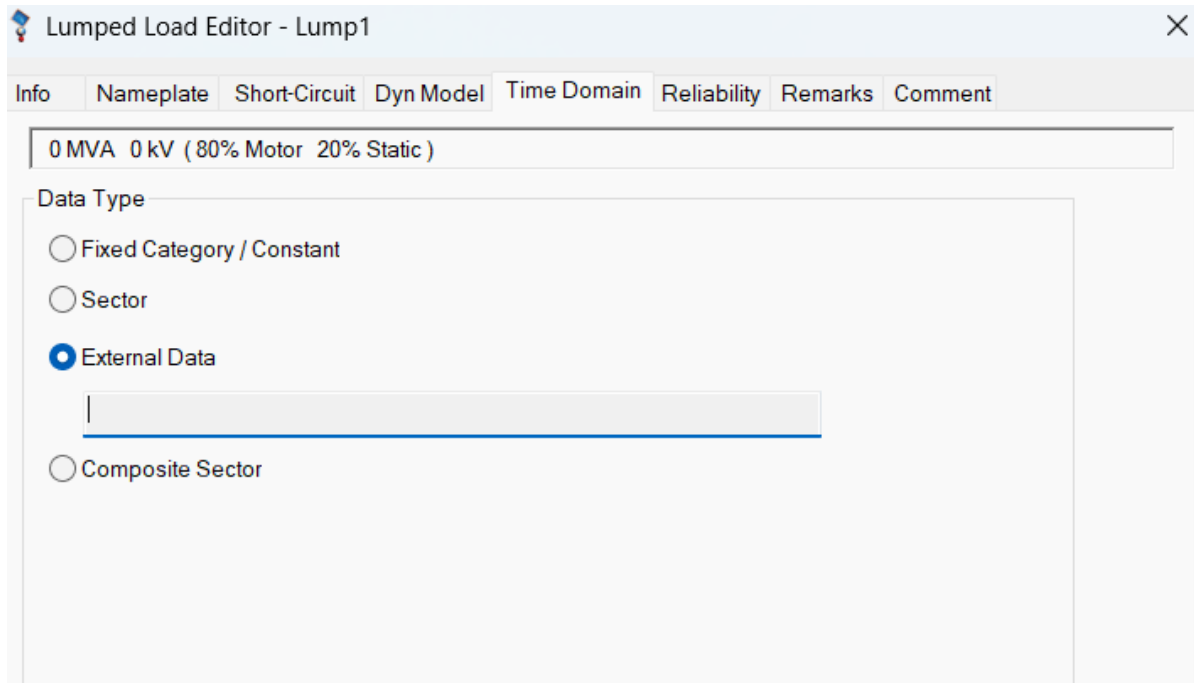
Para el escenario en que se contemple una futura ampliación de potencia, dichos valores se ajustarán proporcionalmente, reflejando el incremento correspondiente en la capacidad de generación proyectada.

#### **4.1.5 Demanda eléctrica**

De manera similar al modelado de la generación, el software ofrece tres posibilidades para el modelado de la demanda:

- **Valores fijos:** se establecen manualmente los valores de generación para cada instante.
- **Valores típicos de curvas de demandas:** Industrial, residencial, comercial, oficinas, entre otras categorías usuales.
- **Importación de datos externos:** se integran curvas reales provenientes de otras fuentes o mediciones.

Estas opciones se configuran desde una interfaz muy similar a la utilizada para la carga de parámetros de generación. En la **Figura 4.4** se muestra el entorno de selección y configuración de dichas opciones dentro del software ETAP.



**Figura 4.4** Interfaz de carga de datos para el modelado de demandas. Fuente: Imagen extraída de Software ETAP

En este caso, se realizó la importación de valores en formato .xlms para el período que comprende el estudio. Dichos valores corresponden a las curvas de consumo proporcionadas por el sistema SCADA<sup>12</sup> de la CEVT de cada subestación. El sistema arroja datos de medición cada 15 minutos y ofrece la posibilidad de exportación en diferentes formatos.

La Tabla 4.1 muestra un extracto de la exportación de datos mencionada. En ella, las columnas CD33\_2 y CD33\_1 corresponden a las potencias registradas en la salida de cada uno de los alimentadores principales. Las columnas SE404, SE417, SE509, SE565, SE356 y SE371 reflejan las potencias consumidas en distintos puntos de demanda, identificados por el código interno de cada subestación transformadora, según lo detallado en el apartado 3.1. La columna SE565\_GEN33 muestra la potencia de generación de la planta de biogás de Seeds Energy S.A

<sup>12</sup> El sistema SCADA es una herramienta de automatización y control industrial utilizada en los procesos productivos que puede controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante una aplicación informática.

FECHA_HORA	TOTAL kW Demanda TOTAL VT 2 entradas 33kV + 2 entradas 13.2kV + GEN Seeds Energy	CD33_T4 kW Entrada TRAF0 4 33kV	CD33_T5 kW Entrada TRAF0 5 33kV	SE404_T33 kW SE404 TRAF0 33kV	SE417_T33 kW SE417 TRAF0 33kV	SE509_T33 kW SE509 TRAF0 33kV	SE565 T33_kw SE565 TRAF0 33kV	SE565_GEN33 kW SE565 GENERACION 33kV Seeds Energy (+) GENERADO (-) CONSUMIDO
12/01/2024 00:00	26929	5943	7871	3836	4007	4353	2080	955
12/01/2024 00:15	26146	5491	7516	3592	3887	4168	2116	1271
12/01/2024 00:30	25599	5210	7468	3660	3815	4067	2005	1354
12/01/2024 00:45	24880	5041	7038	3465	3553	3954	1961	1322
12/01/2024 01:00	24580	4972	7016	3410	3585	3863	1924	1316
12/01/2024 01:15	23595	4760	6713	3312	3383	3746	1846	1310
12/01/2024 01:30	23434	4678	6622	3193	3413	3704	1812	1328
12/01/2024 01:45	23030	4595	6461	3159	3277	3626	1816	1308
12/01/2024 02:00	22990	4533	6511	3224	3253	3542	1840	1312
12/01/2024 02:15	22692	4463	6347	3068	3270	3534	1782	1321
12/01/2024 02:30	22453	4441	6288	3021	3258	3512	1790	1313
12/01/2024 02:45	22595	4419	6280	3037	3232	3498	1807	1323
12/01/2024 03:00	22731	4616	6552	2990	3550	3498	1796	1152
12/01/2024 03:15	22351	4583	6343	2939	3483	3498	1751	1159
12/01/2024 03:30	22019	4419	6389	2975	3421	3376	1726	1153

**Tabla 4.1** Extracto de exportación de datos de demandas del sistema SCADA de la CEVT. Fuente: Base de datos de la CEVT.

## 4.2 Validación del modelo

La validación del modelo tiene como objetivo comprobar la precisión y consistencia de los resultados obtenidos con la simulación respecto a los valores registrados en la red eléctrica real. Este proceso asegura que los parámetros fundamentales del sistema, como tensiones, impedancias y pérdidas, sean representados correctamente en el software. A continuación, se describen los métodos aplicados para verificar la fiabilidad del modelo.

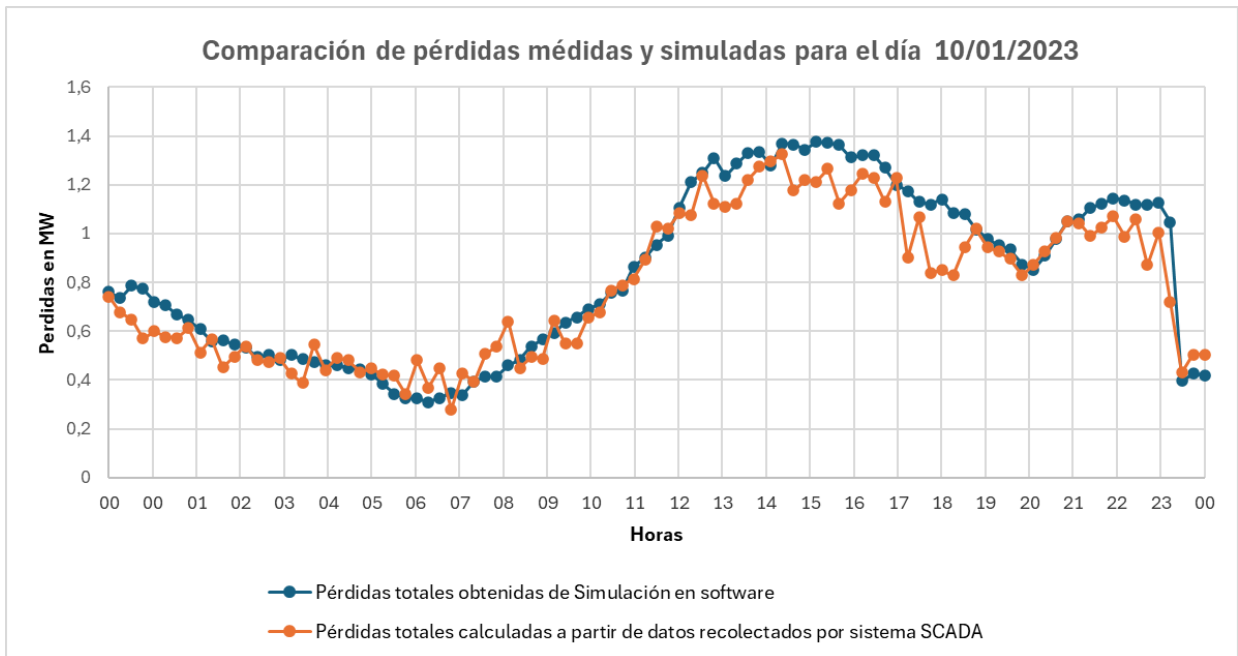
### 1. Verificación de las pérdidas para una condición puntual.

Se comparó que, en una situación dada, la potencia total de los dos alimentadores de 33 kV, menos las potencias consumidas por las diferentes subestaciones, coincidiera con las pérdidas obtenidas en el software. Como ejemplo, se tomó el día 10/01/2023 a las 14:30, un día de verano en horario pico, donde se registró un consumo considerable, lo que permitió reflejar una mayor magnitud de las pérdidas. En la Figura 4.7 se presenta un extracto la simulación, para el día y horario en cuestión, donde se observan las pérdidas totales del sistema bajo las condiciones operativas de la red.

Por otro lado, la Tabla 4.4 muestra un extracto de la exportación de datos, similar a la de la Tabla 4.1, con la adición de tres columnas. La última de ellas muestra las pérdidas totales (Pt) para cada instante, calculadas según la Ecuación (4.1), que se obtiene a partir de un balance energético basado en las mediciones efectuadas. Las otras dos columnas serán explicadas y utilizadas en la Verificación 2.

$$P_t [MW] = D33\_2[MW] + D33\_1[MW] + SE565\_GEN33 - SE404 - SE417 - SE509 - SE565 - SE356 - SE371 \quad (4.1)$$

De la misma manera, puede ejecutarse un estudio para el día completo de la simulación, con la posibilidad de exportar datos de la simulación o incluso exportar gráficos. En la Figura 4.7 se observa una gráfica donde se visualizan las pérdidas arrojadas en la simulación y las calculadas a partir de la Ec. (4.1) para cada instante de medición. Los pasos de medición y simulación son de 15 minutos.



**Figura 4.5** Comparación de pérdidas medidas y simuladas para el día 10/01/2023

Integrando las curvas de las gráficas, es posible calcular las energías pérdidas por el sistema eléctrico de distribución (Ecuación (4.2)).

$$E = \int p * dt \quad (4.2)$$

De esta manera, se pueden analizar las diferencias energéticas y cuantificar los errores entre datos medidos y recolectados por el sistema SCADA y los obtenidos a partir de la simulación. En dicho análisis se observa que las pérdidas energéticas diarias arrojadas por la simulación son de **20,22 MWh**, mientras que las pérdidas

calculadas a partir de los datos medidos y recolectados por el sistema SCADA son de **18,94 MWh**. Esto representa una diferencia relativa de **6,77%**, tal como se detalla a continuación, en la Tabla 4.2:

Origen de los datos	Pérdidas energéticas (MWh)	Diferencia respecto a SCADA (MWh)	Error relativo (%)
Sistema SCADA (mediciones reales)	18,94	Referencia	
Simulación del modelo	20,22	1,28	6,77%

**Tabla 4.2** Comparación de pérdidas energéticas entre simulación y mediciones SCADA

Al comparar los valores obtenidos de la simulación con los calculados a partir de las mediciones, se observa que los resultados son razonables, lo que nos proporciona una primera aproximación de que el modelo es correcto.

## 2. Verificación de las pérdidas en los dos circuitos de alimentación:

Como verificación adicional, para el mismo día y horario (10/01/2023 a las 14:30), se corroboró que la diferencia de potencias consumidas entre el alimentador principal y las consumidas por las subestaciones alimentadas por este, se aproximara a las pérdidas que la línea muestra en el software. Dichos valores se encuentran en la **Tabla 4.3**, donde los valores resaltados en **rojo** indican los asociados al circuito de alimentación 2, mientras que los valores en **violeta** corresponden al circuito de alimentación 1.

En esas condiciones de red, las pérdidas en el Circuito de Alimentación 1 (PC1) pueden calcularse a partir de mediciones recolectadas por el sistema SCADA según la ecuación (4.3), mientras que las pérdidas en el Circuito de Alimentación 2 (PC2) se determinan utilizando la ecuación (4.4). Las pérdidas totales del sistema son la suma de PC1 y PC2, cuyo valor numérico coincide con el obtenido a partir de la ecuación (4.1).

$$PC1 [MW] = D33_{1[MW]} + SE565_{GEN33} - SE404 - SE565 - SE356 - SE371 \quad (4.3)$$

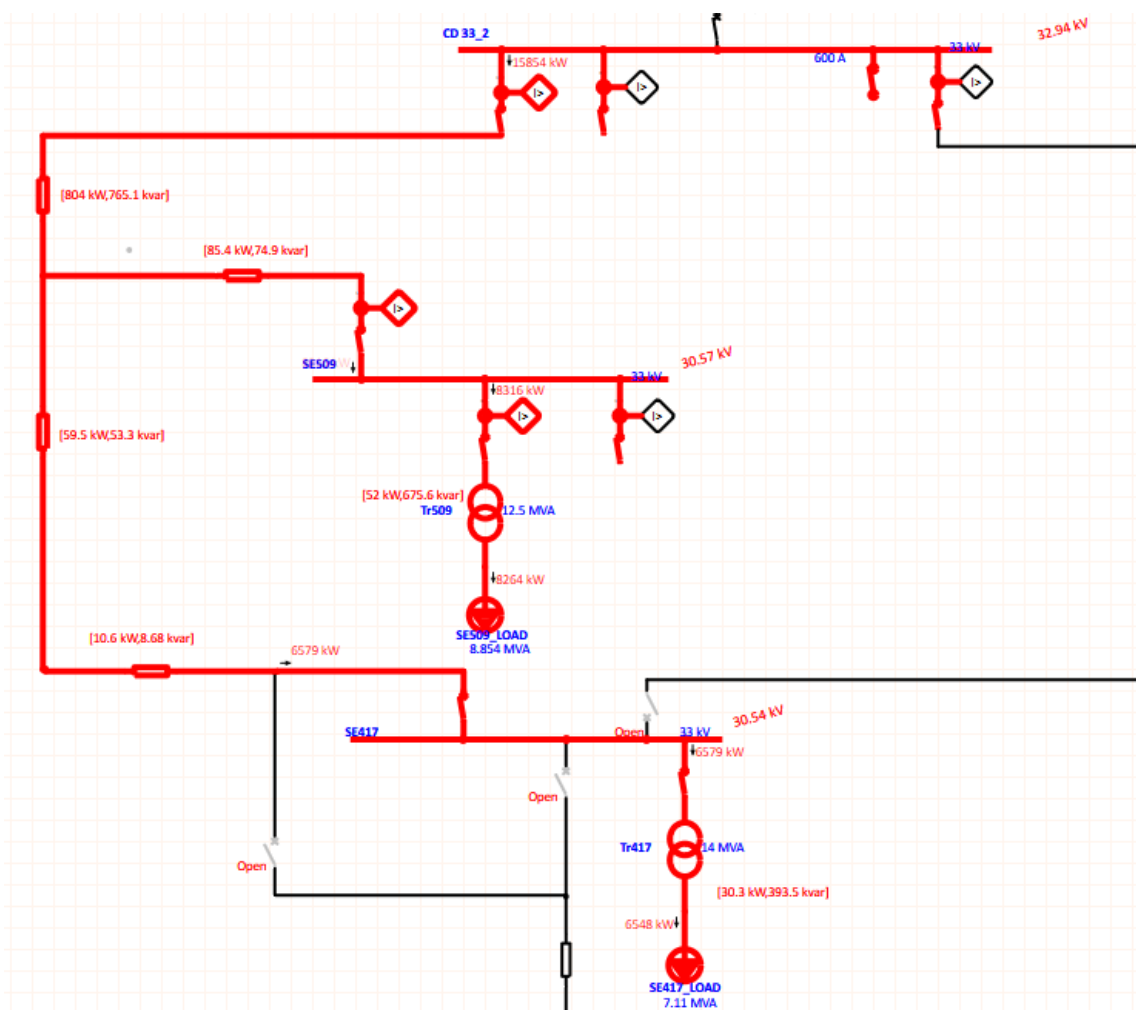
$$PC2 [MW] = D33_2[MW] - SE509 - SE417 \quad (4.4)$$

La

**Figura 4.6** muestra el diagrama unifilar correspondiente al Circuito de Alimentación 2 (PC2), con la distribución de potencias y pérdidas obtenidas mediante simulación, mientras que la **Figura 4.7** representa las pérdidas totales del sistema para ambos circuitos.

Cabe destacar que la finalidad de ambas figuras es ilustrar el entorno visual de simulación en el software ETAP. Si bien los valores numéricos no se visualizan con suficiente precisión en las imágenes, los resultados cuantitativos extraídos de dichas simulaciones se analizan comparativamente al final del apartado. Además, por razones de visualización, la

Figura 4.6 y la Tabla 4.3 se presentan en una hoja con orientación horizontal, lo que modifica levemente su ubicación habitual dentro del orden secuencial del documento.



**Figura 4.6** Pérdidas eléctricas en alimentador principal 2 según simulación. Fuente: Imagen extraída de Software ETAP.

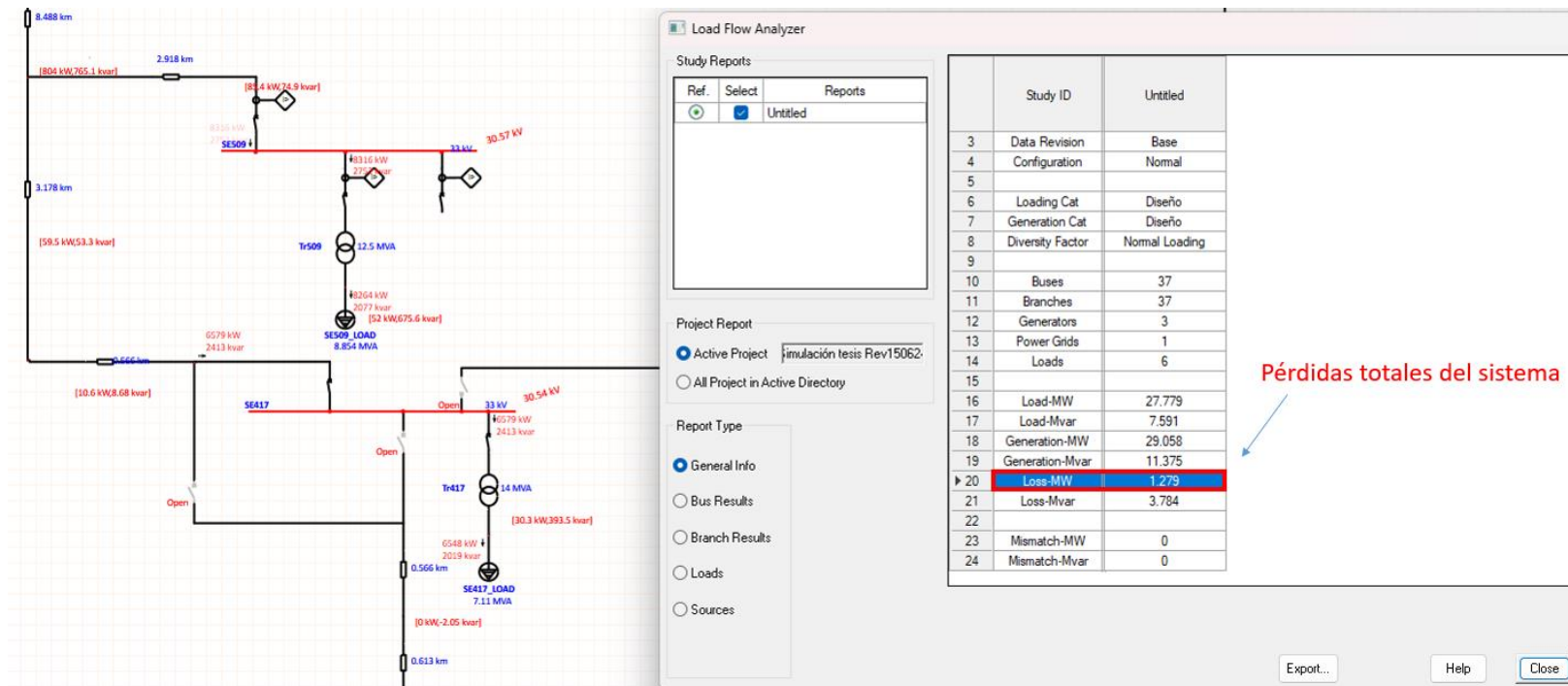


Figura 4.7 Pérdidas eléctricas según simulación. Fuente: Imagen extraída de Software ETAP

Fecha de registro	Horario de Registro			CD33_2	CD33_1	SE404_T33		SE417		SE509		SE565		SE356		SE371		SE565_GEN33		PÉRDIDAS POR CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN 2 (MW)	PÉRDIDAS POR CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN 1 (MW)	PÉRDIDAS TOTALES (MW)
	Hora	Min.	Seg.			P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)			
10/01/2023	13	15	0	15,874	12,093	8,124	2076	6,641	2,048	8,389	2,097	3,51	1,153681	1,26	0,41331	0,091	0,033	1,14	0,37469988	0,84	0,25	
10/01/2023	13	30	0	14,565	11,915	7,687	1980	6,191	2,03	7,528	1,774	3,425	1,125743	1,31	0,432097	0,091	0,014	0,705	0,231722294	0,85	0,10	
10/01/2023	13	45	0	15,803	12,166	7,976	1999	6,653	2,066	8,262	2,07	3,646	1,198382	1,14	0,375736	0,091	0,014	0,895	0,294172274	0,89	0,20	
10/01/2023	14	0	0	16,161	12,235	8,058	1911	6,763	2,062	8,429	2,065	3,666	1,204956	1,20	0,394523	0,081	0,052	0,993	0,326383316	0,97	0,22	
10/01/2023	14	15	0	16,125	12,745	8,274	1988	6,744	2,079	8,429	2,049	3,585	1,178333	1,26	0,41331	0,081	0,052	0,745	0,244869658	0,95	0,29	
10/01/2023	14	30	0	16,412	12,35	8,06	1870	6,794	2,095	8,587	2,158	3,68	1,21021	1,26	0,41331	0,08	0,028	0,963	0,31652279	1,03	0,24	1,27
10/01/2023	14	45	0	16,373	12,11	8,076	1950	6,799	2,133	8,587	2,212	3,629	1,192795	1,14	0,375736	0,076	0,028	1,122	0,368783566	0,99	0,31	
10/01/2023	15	0	0	16,322	12,88	8,01	1878	6,833	2,125	8,553	2,153	3,635	1,194767	1,20	0,394523	0,067	0,043	0,244	0,080198922	0,94	0,21	
10/01/2023	15	15	0	16,192	12,071	7,925	1819	6,76	2,066	8,553	2,098	3,599	1,182934	1,20	0,394523	0,067	0,043	1,031	0,338873312	0,88	0,31	
10/01/2023	15	30	0	16,313	12,044	8,04	1889	6,878	2,219	8,553	2,15	3,56	1,170115	1,20	0,394523	0,072	0	1,13	0,371413039	0,88	0,30	

Tabla 4.3 Cálculo de pérdidas a partir de datos de demandas del sistema SCADA CEVT. Fuente: Base de datos CEVT

Sumando las pérdidas de cada uno de los elementos en cada circuito de alimentación y comparando con los datos calculados a partir de las mediciones recolectadas del sistema SCADA, se obtuvieron los siguientes resultados (Tabla 4.4):

Circuito de Alimentación	Pérdidas medidas (SCADA) (MW)	Pérdidas simuladas (MW)	Diferencia (MW)
PC1	0,24	0,289	-0,049
PC2	1,03	0,991	0,039
<b>Pt (PC1 + PC2)</b>	<b>1,27</b>	<b>1,28</b>	<b>-0,01</b>

**Tabla 4.4** Resultados de pérdidas en los circuitos de alimentación 1 y 2, comparados con los datos de mediciones recolectados por el sistema SCADA

Como puede observarse, las pérdidas obtenidas mediante simulación presentan una buena correspondencia con los valores medidos, con diferencias menores a 0,05 MW en ambos circuitos. Este segundo método de validación, basado en la comparación directa con los datos del sistema SCADA, complementa la primera aproximación realizada y refuerza la consistencia del modelo.

### 3. Verificación de las tensiones en las barras.

Como última verificación, se analizaron las tensiones registradas por los sistemas de medición, los cuales monitorean los valores en tiempo real desde la pantalla de telecontrol de maniobras. En la Figura 4.8, se presenta el diagrama unifilar con los valores de tensión en cada barra obtenidos mediante el sistema de monitoreo de la CEVT. Por otro lado, en la Figura 4.9, se muestran los resultados de la simulación bajo las mismas condiciones de red.

El instante considerado para esta verificación corresponde al 14/06/2024 a las 13:25 h, seleccionado por tratarse de un momento en que la red se encontraba relativamente estable. Esta condición fue necesaria debido a posibles desfases temporales en la actualización de tensiones en la pantalla del sistema SCADA. El objetivo de esta validación es únicamente verificar que los valores simulados sean razonables en relación con los valores reales observados. Al comparar ambas figuras, se aprecia una buena coherencia entre los resultados.

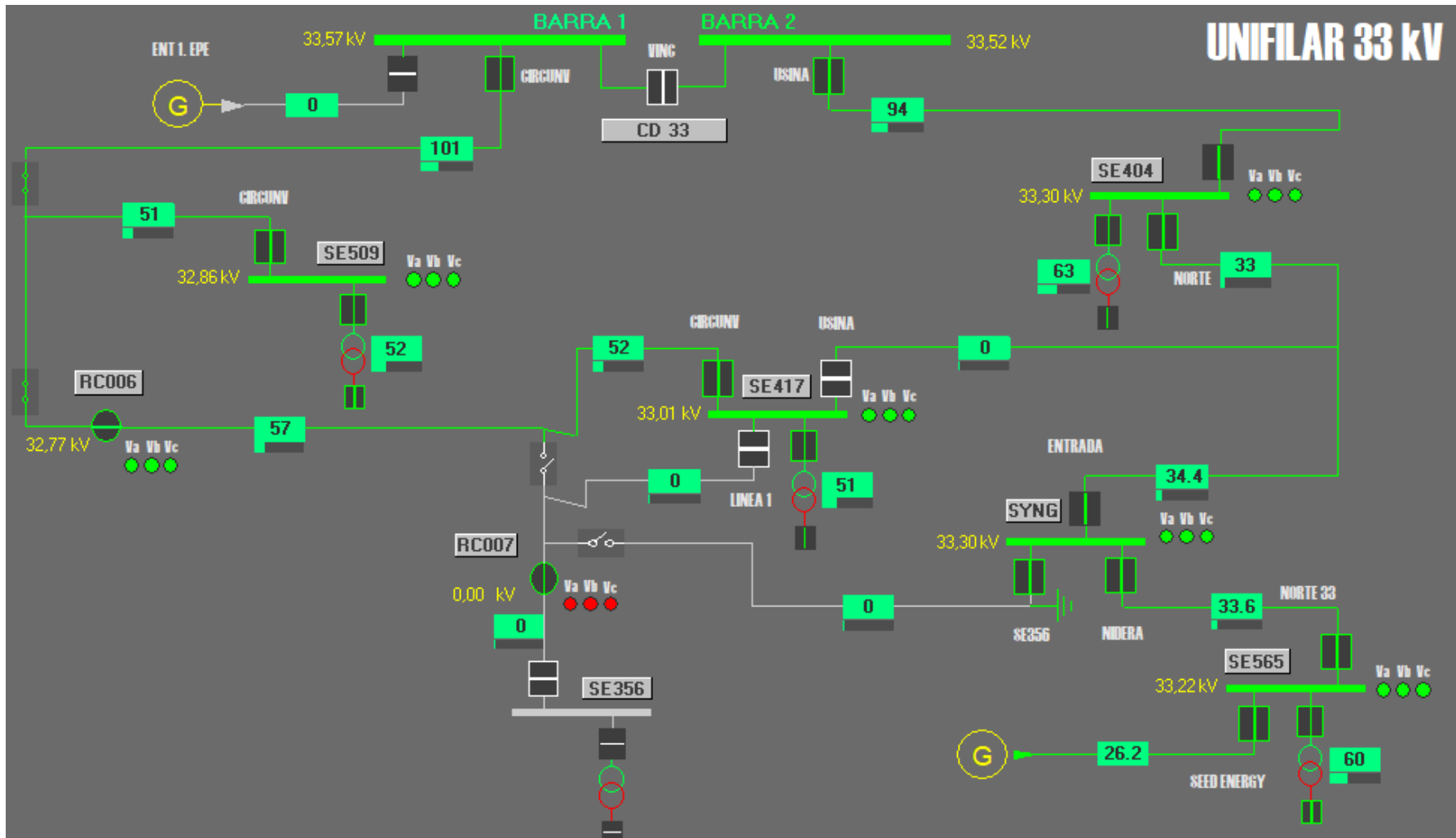


Figura 4.8 Diagrama unifilar de la pantalla de monitoreo de la CEVT (14/06/2024 a las 13:25 hs.). Fuente: Sistema de monitoreo de la CEVT

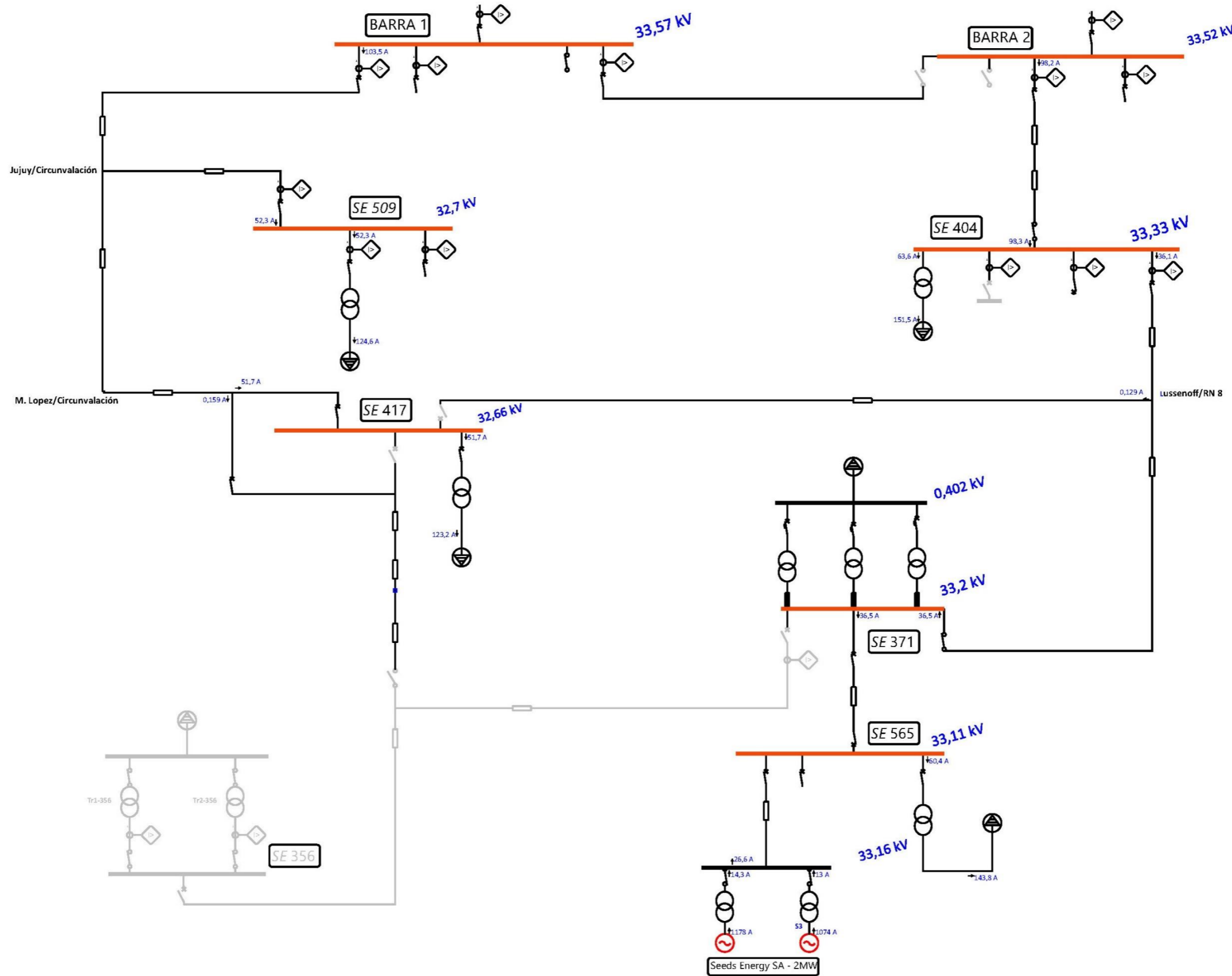


Figura 4.9 Resultados de la simulación en condiciones de red del día 14/06/2024 a las 13:25 hs. Fuente: Imagen extraída de Software ETAP

En los tres ítems se tomaron casos puntuales, verificando que los datos de salida del modelo en el software fueran razonables y coherentes con las mediciones reales. Es importante destacar que el error en la potencia se debe tanto a los transformadores de corriente (TI) como a los transformadores de voltaje (TV), los cuales son de clase 0.5. Esto implica que las mediciones de tensión tienen un margen de error del 0.5%, mientras que las mediciones de potencia pueden presentar un error de hasta 1%. Este enfoque de validación garantiza que el modelo simulado esté alineado con las mediciones reales del sistema, considerando los márgenes de error inherentes a los transformadores de medición utilizados.

Sin embargo, también deben considerarse los errores generados en el relevamiento de elementos del sistema de distribución, así como otros fenómenos físicos difíciles de modelar o prever, los cuales pueden afectar la comparación de dicha medición. A pesar de estos factores, se concluye que el modelo se adapta adecuadamente a los resultados reales, reflejando un comportamiento alineado con el sistema bajo análisis.

#### **4.3 Análisis de flujo de potencia**

La simulación de flujos de potencia se realizó mediante el módulo Load Flow Analysis, usando el método Newton-Raphson<sup>13</sup>, con lo cual se obtuvieron perfiles de voltaje magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra, el flujo de potencia activa y reactiva por cada rama del sistema y las pérdidas en los diferentes elementos del sistema.

#### **4.4 Descripción de los casos de estudio**

Se simuló el comportamiento de la red bajo distintos escenarios operativos, considerando en todos los casos las dos configuraciones descritas en el apartado 3.1:

- Configuración de Operación 1: condición normal de operación (Figura 3.2).

---

<sup>13</sup> El método Newton-Raphson permite obtener la solución de un sistema de ecuaciones algebraicas no lineal. La formulación matemática para determinar el estado del sistema eléctrico en un flujo de carga genera este tipo de ecuaciones. Fuente: F. T. Toledo, Métodos Computacionales para el Análisis de Sistemas de Potencia. Mexico, 1997.

- Configuración de Operación 2: empleada durante períodos de alta demanda (Figura 3.3).

Los casos de estudio son los siguientes:

- 1. CASO 1:** Sin generación renovable distribuida.
  - a. En la configuración de operación 1.
  - b. En la configuración de operación 2.
- 2. CASO 2:** Condiciones actuales de la red: esto implica la inclusión de la generación de Seeds Energy S.A. cuya potencia actual instalada es de 2MW.
  - a. En la configuración de operación 1.
  - b. En la configuración de operación 2.
- 3. CASO 3:** Con inyección de PSFV de 5MW en punto de conexión en intersección de calle Huhn y Ruta Nacional N°8.
  - a. En la configuración de operación 1.
  - b. En la configuración de operación 2.
- 4. CASO 4:** Con inyección de PSFV de 5MW en punto de conexión en intersección de calle Jujuy y Brouckere.
  - a. En la configuración de operación 1.
  - b. En la configuración de operación 2.
- 5. CASO 5:** Con ampliación de Planta de Biogás Seeds Energy S.A a 3,5 MW.
  - a. En la configuración de operación 1.
  - b. En la configuración de operación 2.

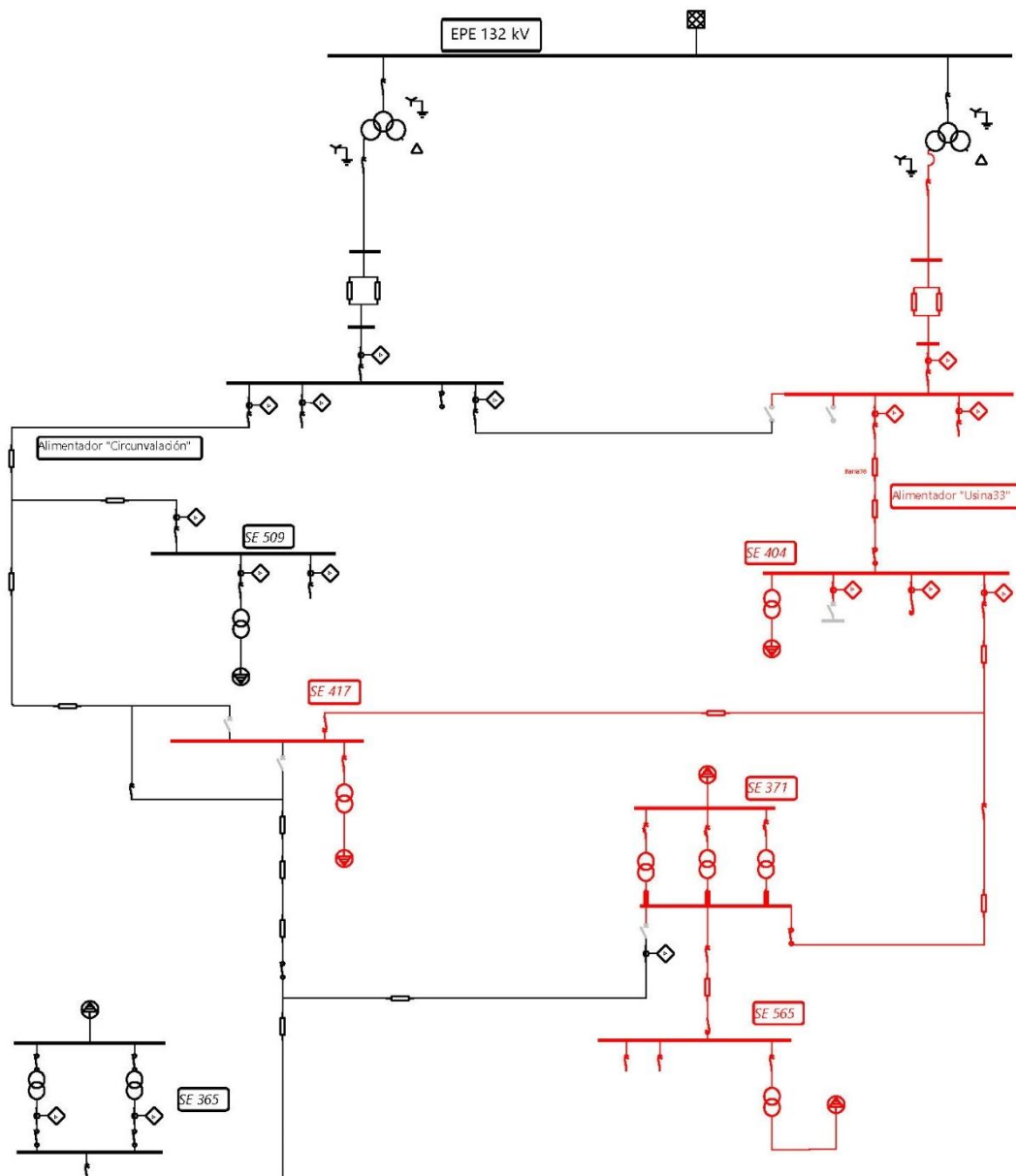
#### **4.5 Resultados de la simulación**

Para cada uno de los cinco escenarios considerados, se presentan los resultados de pérdidas totales del sistema y el porcentaje de carga de los alimentadores críticos, en particular el Alimentador "Usina33" y el Alimentador "Circunvalación".

##### **4.5.1 Caso**

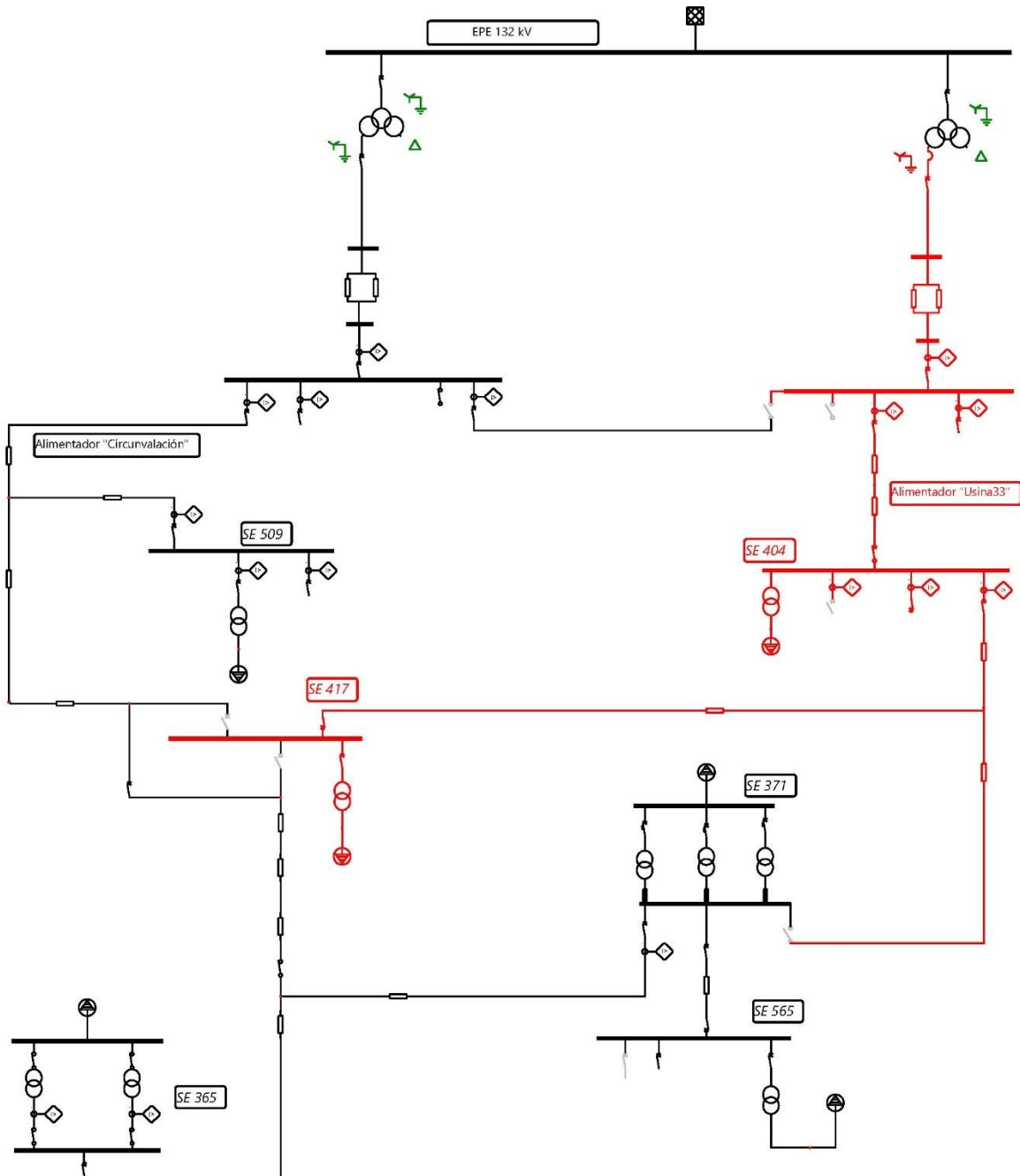
En este caso de estudio, se analizaron las condiciones de operación de la red sin la presencia de generación renovable distribuida, lo que implica la exclusión de la generación proveniente de la planta de biogás de Seeds Energy S.A. El objetivo fue

evaluar el comportamiento del sistema en ausencia de fuentes de generación local y establecer un punto de referencia para su comparación con los escenarios que incorporan generación distribuida. En la Configuración 1, el Alimentador "Usina33" abasteció a la SE404, SE417, SE371 y SE565, mientras que la SE509 y la SE356 fueron alimentadas desde el Alimentador "Circunvalación". La Figura 4.10 muestra un extracto de la interfaz de simulación, donde se visualiza la distribución del suministro en esta configuración, permitiendo identificar los puntos de conexión y el flujo de energía en la red.



**Figura 4.10** Diagrama unifilar de caso 1 en configuración de red 1. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.

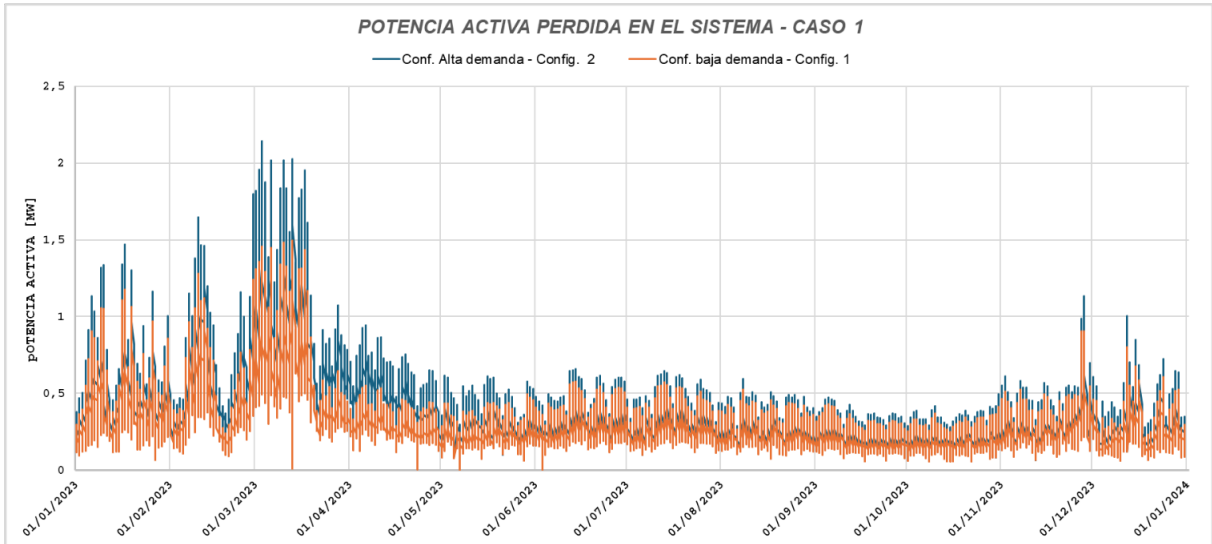
En la Configuración 2, el Alimentador "Usina33" suministró energía a la SE404 y la SE417, mientras que la SE509, SE371, SE356 y SE565 recibieron alimentación desde el Alimentador "Circunvalación". La **Figura 4.11** representa la disposición de la red bajo esta configuración, mostrando la asignación de cargas a cada alimentador y la distribución del suministro en el sistema.



**Figura 4.11** Diagrama unifilar de caso 1 en configuración de red 2. Fuente: Imagen extraída de software de simulación

### *Pérdidas totales del sistema*

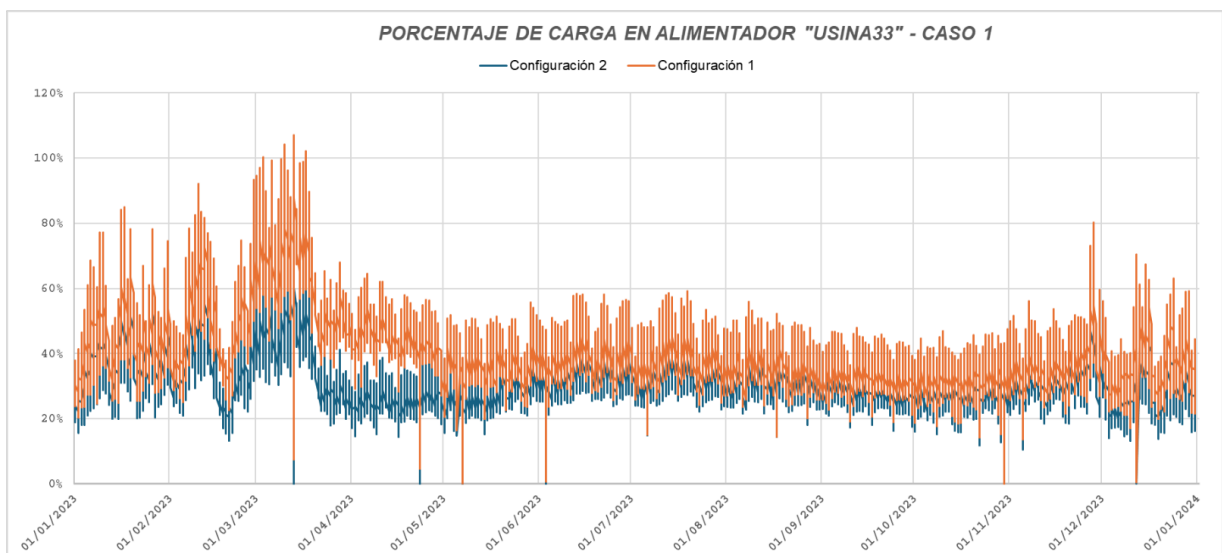
La **Figura 4.12** representa la evolución de la potencia perdida en el sistema durante el período analizado para cada una de las configuraciones de operación consideradas.



**Figura 4.12** Caso 1: Potencia activa perdida en el sistema. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

### *Porcentaje de carga en alimentadores*

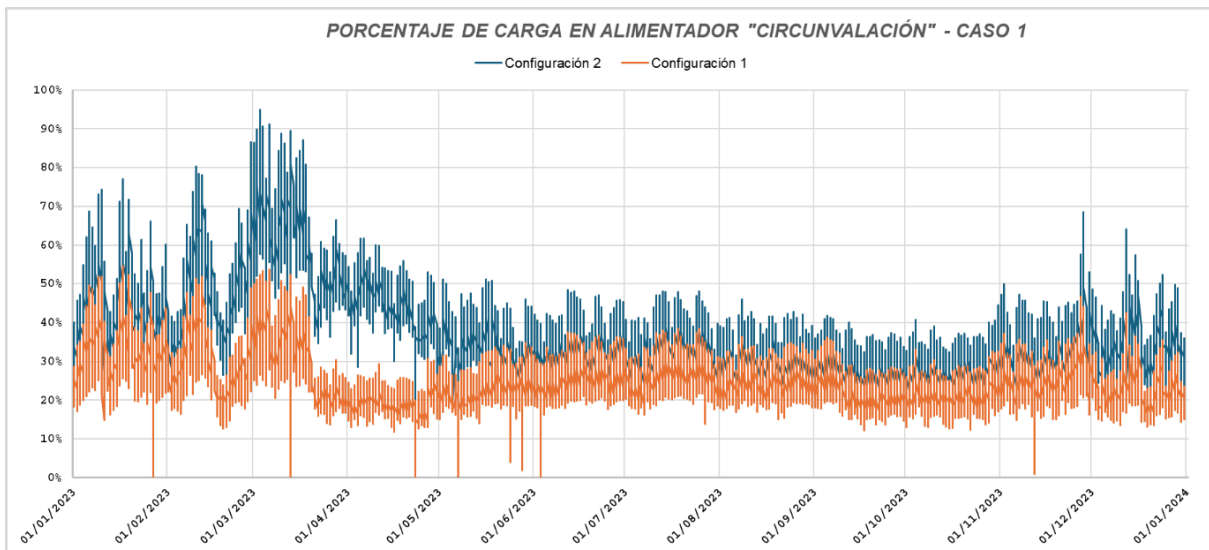
La **Figura 4.13** muestra la variación en el porcentaje de carga del Alimentador "Usina33" a lo largo del período de estudio para ambas configuraciones de operación.



**Figura 4.13** Caso 1: Porcentaje de carga en alimentador Usina33. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

De manera similar, la Figura 4.14 ilustra la evolución del porcentaje de carga del

Alimentador "Circunvalación" durante el mismo período de estudio y para las dos configuraciones.



**Figura 4.14** Caso 1: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

Los datos de potencia perdida observados en la **Figura 4.12** fueron integrados para obtener el valor total de energía perdida a lo largo de dicho período. Los resultados obtenidos son los siguientes:

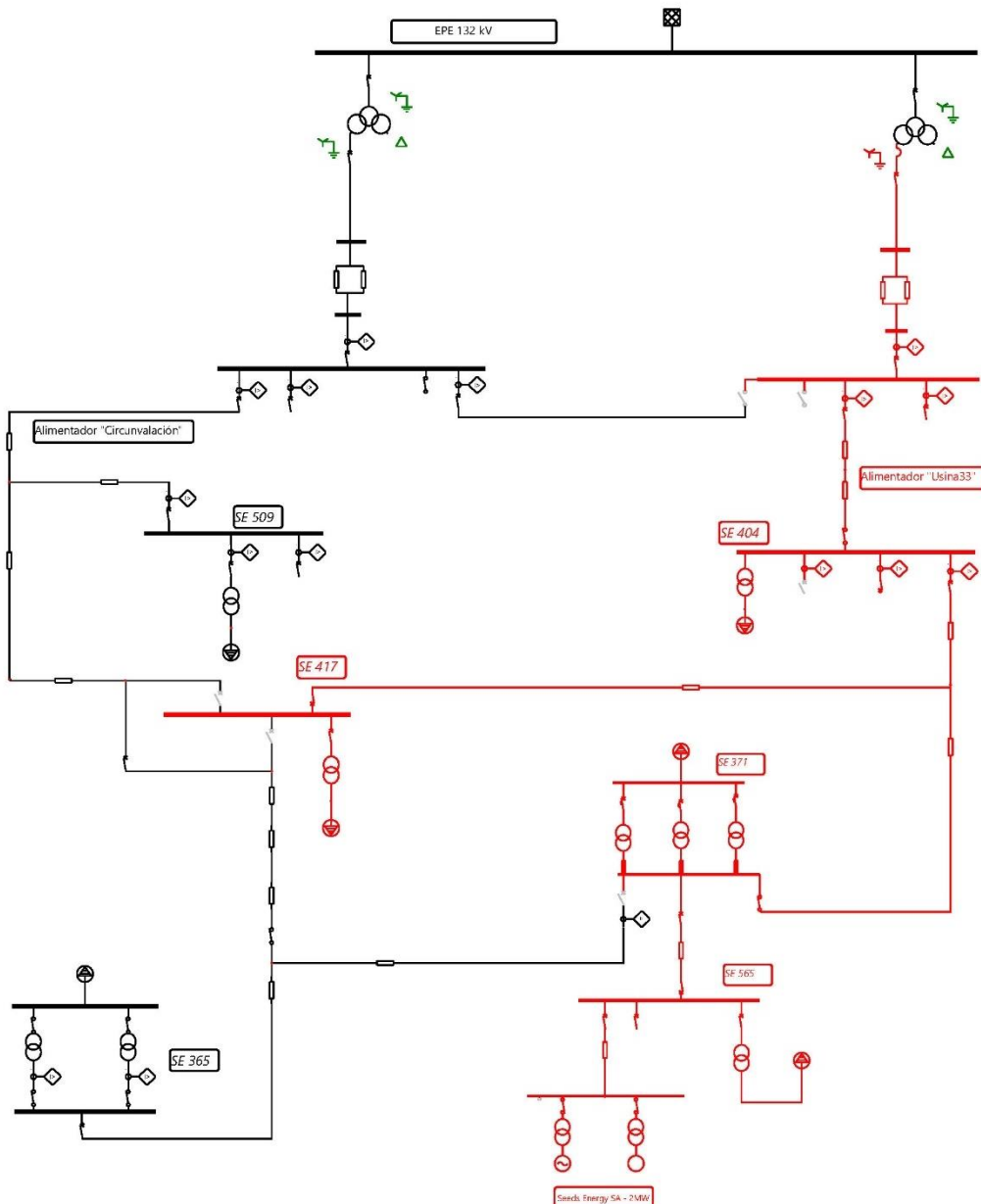
- Configuración 1: Energía pérdida total de **2.737.500 kWh**.
- Configuración 2: Energía pérdida total de **3.514.500 kWh**.

En cuanto a la capacidad de carga, se observa que la demanda máxima del alimentador "Usina33" alcanza el **107,1%** en la Configuración 1, mientras que en la Configuración 2 se reduce al **77,7%**. Por otro lado, para el alimentador "Circunvalación", la demanda máxima registrada en la Configuración 1 es del **54,6%**, mientras que en la Configuración 2 asciende al **94,9%**.

#### **4.5.2 Caso 2.**

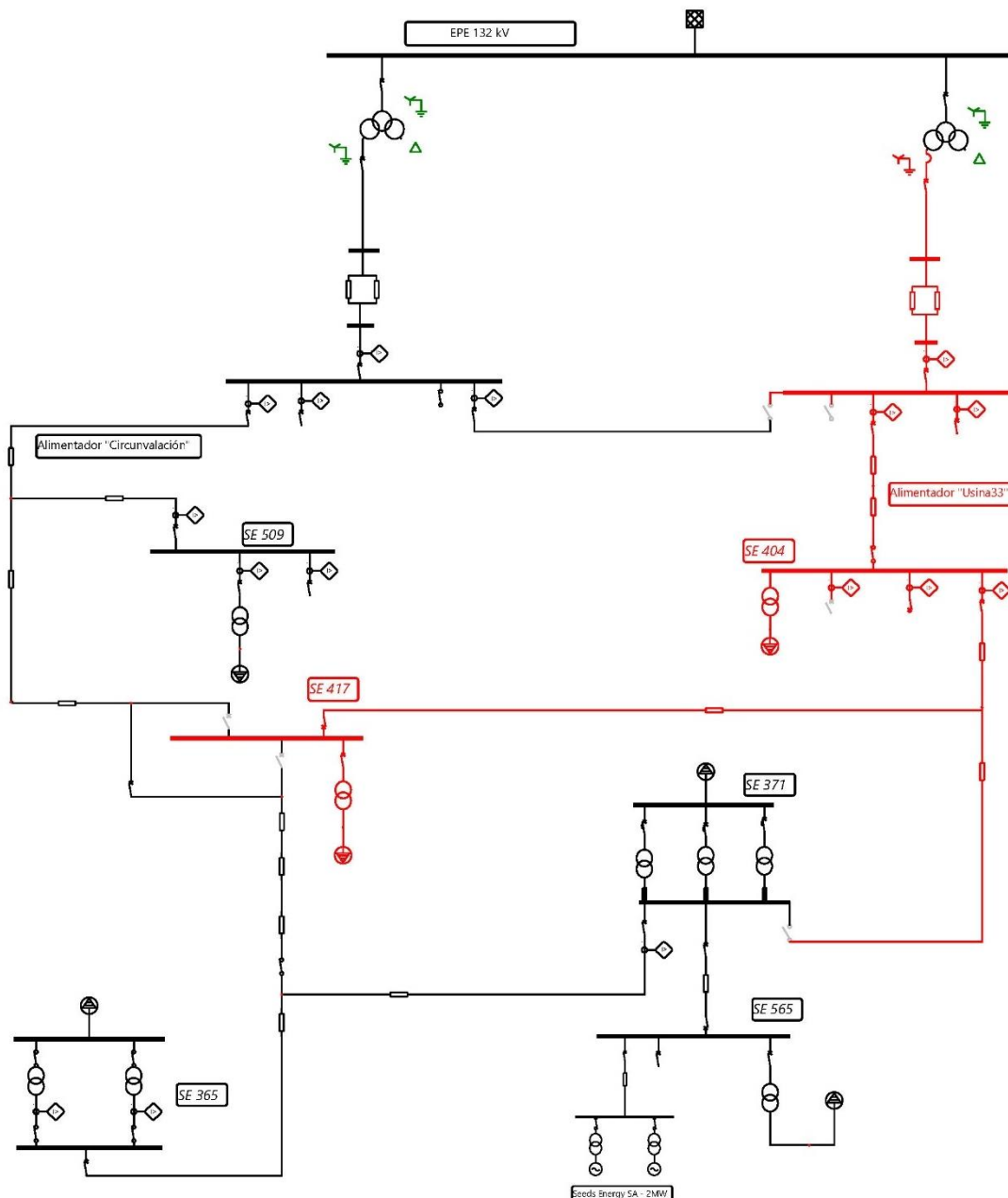
En este caso de estudio se analizó el comportamiento del sistema bajo las condiciones actuales de la red, considerando la generación de la planta de biogás de Seeds Energy S.A., que aporta energía con una potencia instalada de 2 MW. Como se detalló en apartados anteriores, la generación de Seeds Energy se inyecta en la barra 33 de la SE565, por lo que el alimentador que incorpora esta inyección varía según la

configuración de la red. En la Configuración 1, el alimentador "Usina33" abastece a la SE404, SE417, SE371 y SE565; de este modo, en esta configuración la inyección de la generación se produce a través del alimentador "Usina33". Por otro lado, la SE509 y la SE356 son alimentadas desde el alimentador "Circunvalación". La **Figura 4.15** muestra un extracto de la interfaz de simulación, donde se visualiza la distribución del suministro, permitiendo identificar los puntos de conexión y el flujo de energía en la red.



**Figura 4.15** Diagrama unifilar de caso 2 en configuración de red 1. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.

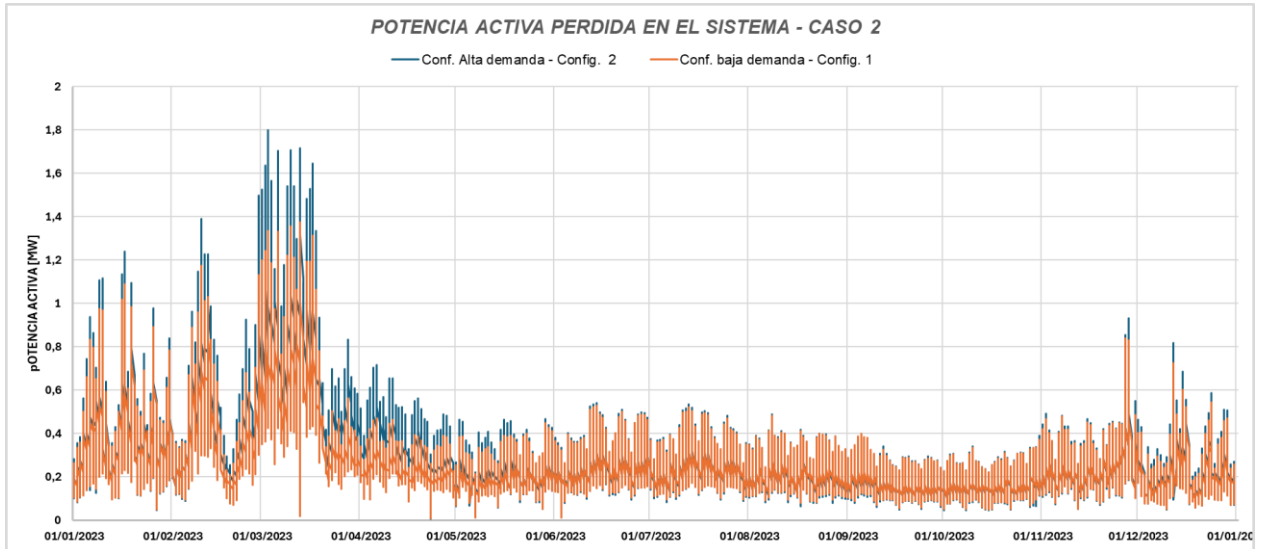
En la Configuración 2, El alimentador "Usina33" suministra energía a la SE404 y la SE417, mientras que la SE509, SE371, SE356 y SE565 reciben alimentación desde el alimentador "Circunvalación". En este escenario, la inyección de la generación en la barra 33 de la SE565 se efectúa a través del alimentador "Circunvalación". La **Figura 4.16** representa la disposición de la red bajo esta configuración, mostrando la asignación de cargas a cada alimentador y la distribución del suministro en el sistema.



**Figura 4.16** Diagrama unifilar de caso 2 en configuración de red 2. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.

### *Pérdidas totales del sistema.*

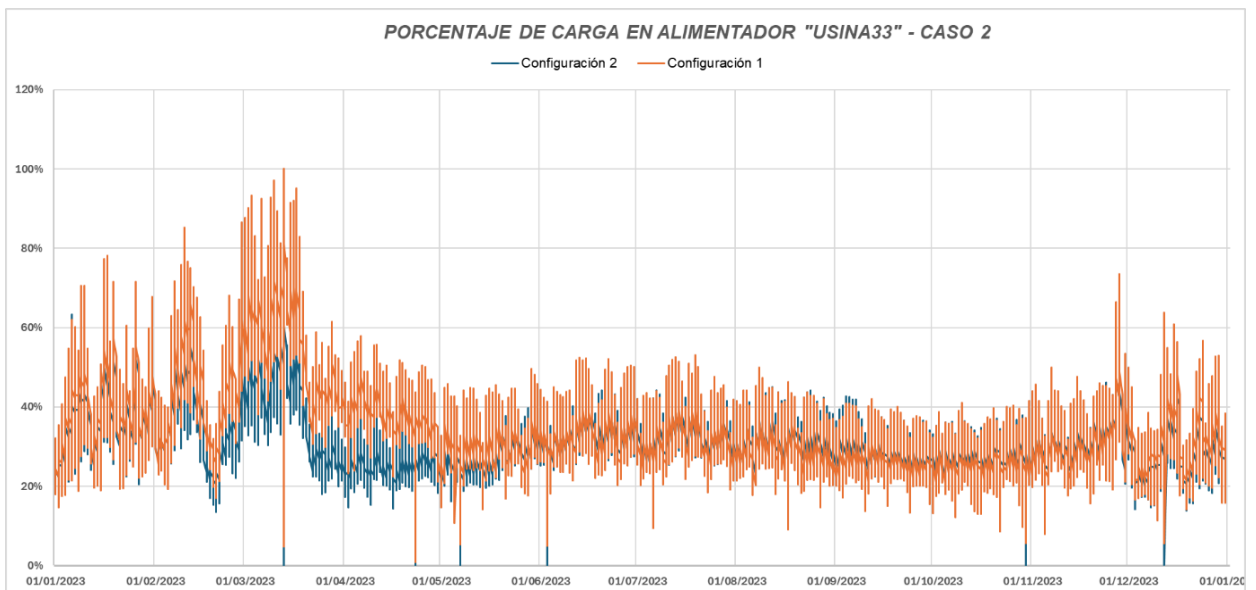
La **Figura 4.17** representa la evolución de la potencia perdida en el sistema durante el período analizado para cada una de las configuraciones de operación consideradas.



**Figura 4.17** Caso 2: Potencia activa perdida en el sistema. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

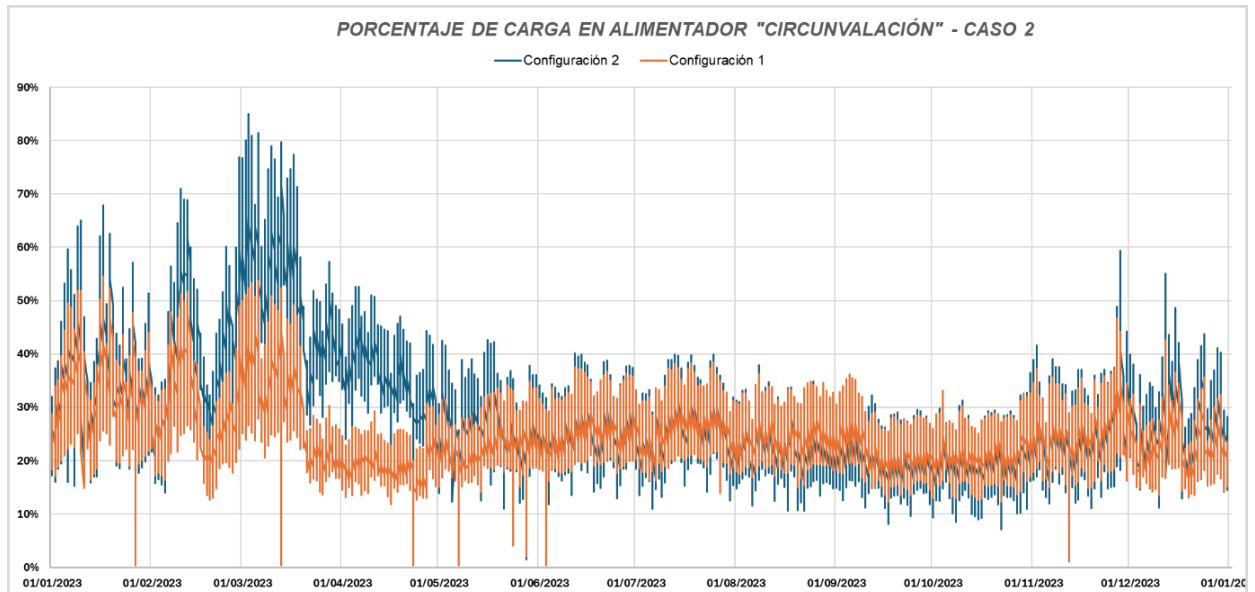
### *Porcentaje de carga en alimentadores.*

La Figura 4.18 muestra la variación en el porcentaje de carga del Alimentador "Usina33" a lo largo del período de estudio para ambas configuraciones de operación.



**Figura 4.18** Caso 2: Porcentaje de carga en alimentador Usina33 – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

De manera similar, la Figura 4.19 ilustra la evolución del porcentaje de carga del Alimentador "Circunvalación" durante el mismo período de estudio y para las dos configuraciones.



**Figura 4.19** Caso 2: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

Los datos de potencia perdida fueron integrados para obtener el valor total de energía perdida a lo largo de dicho período. Los resultados obtenidos son los siguientes:

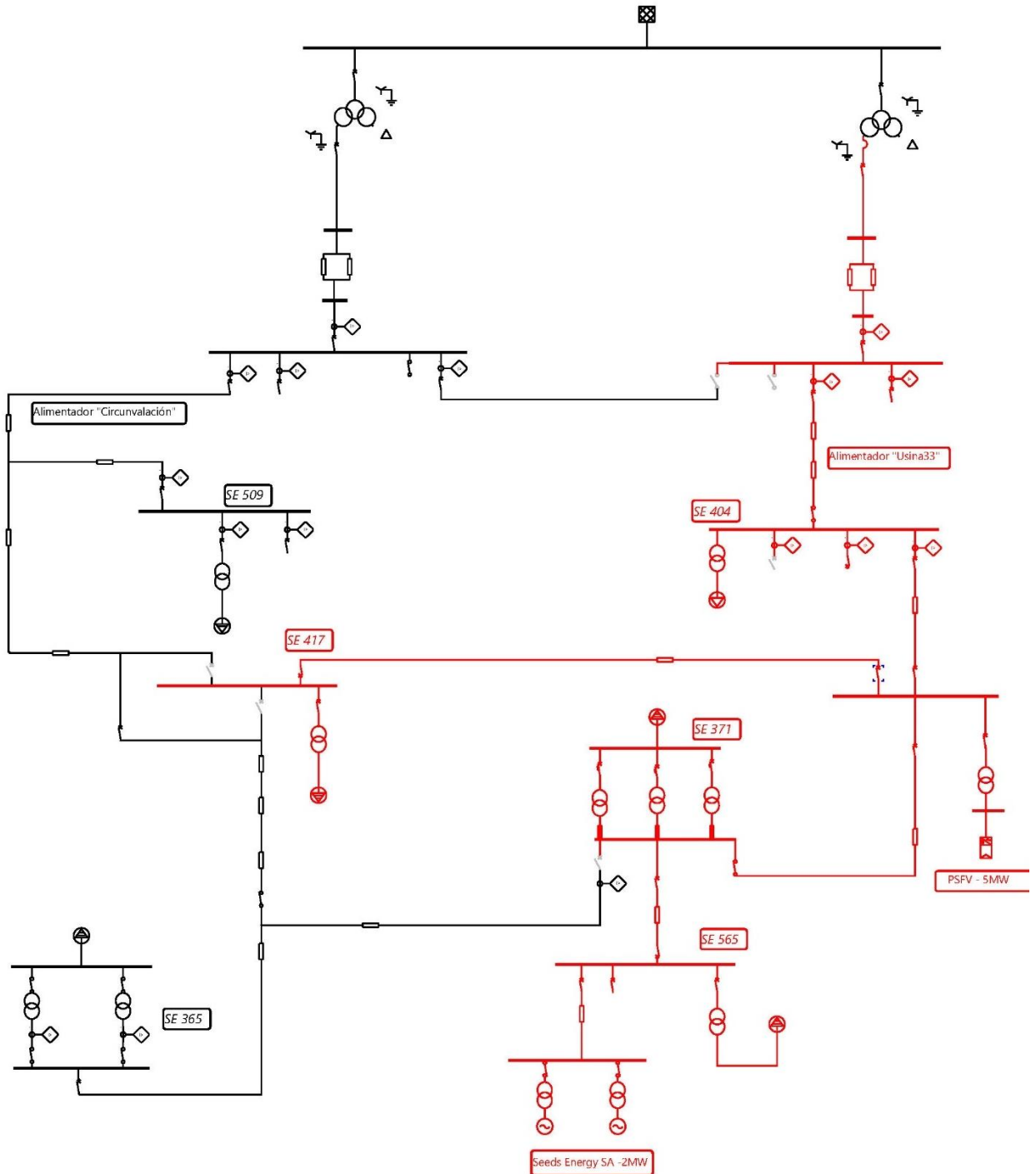
- Configuración 1: Energía pérdida total de **2.418.280 kWh**.
- Configuración 2: Energía pérdida total de **2.712.064 kWh**.

En cuanto a la capacidad de carga, se observa que la demanda máxima del alimentador "Usina33" alcanza el **100,1%** en la Configuración 1, mientras que en la Configuración 2 se reduce al **77,7%**. Por otro lado, para el alimentador "Circunvalación", la demanda máxima registrada en la Configuración 1 es del **54,6%**, mientras que en la Configuración 2 asciende al **84,9%**.

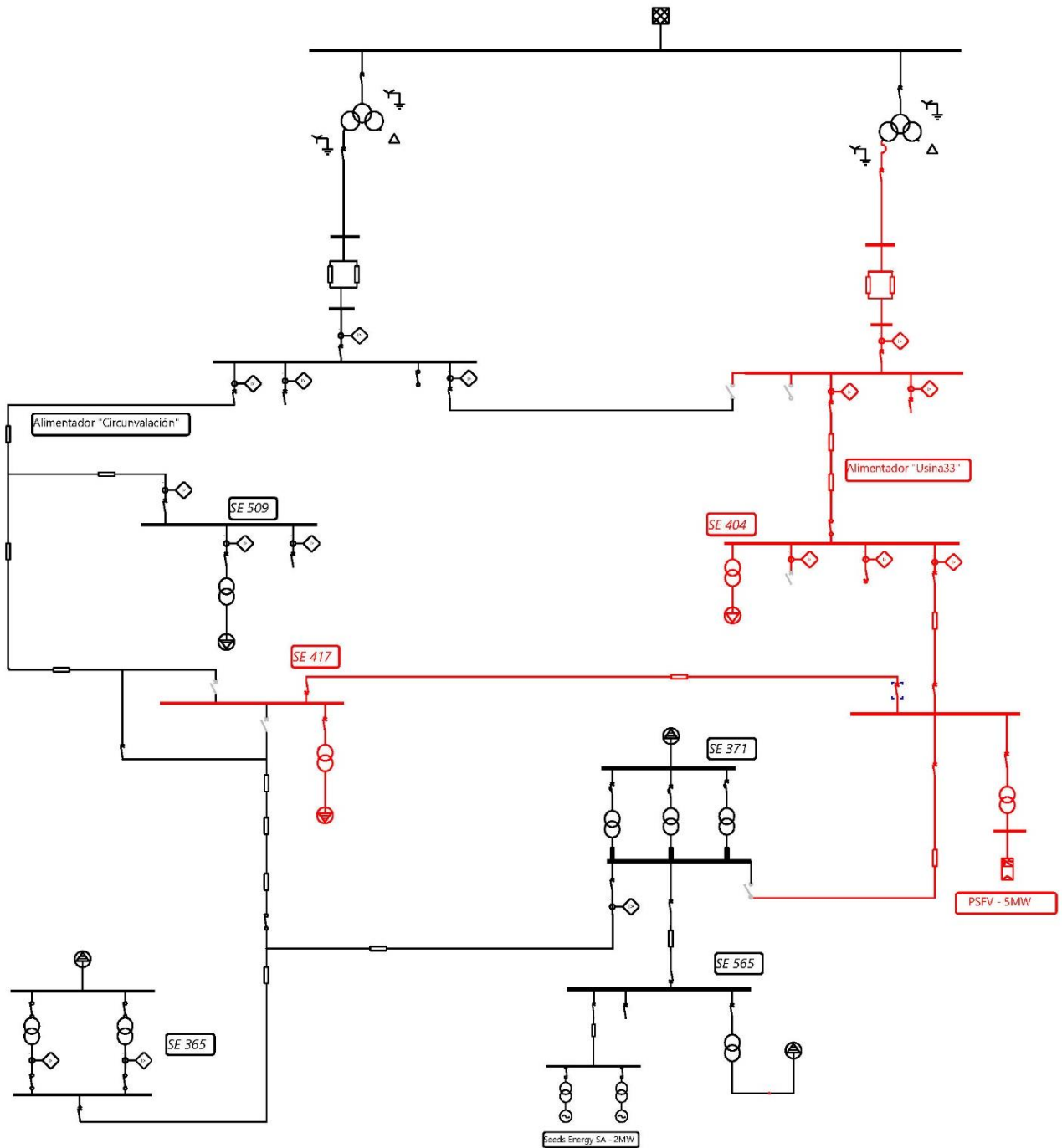
#### 4.5.3 Caso 3.

En el Caso 3, se mantiene la estructura de red del Caso 2, pero se añade la inyección de energía del parque solar fotovoltaico de 5 MW (descrito en apartado 3.2.2), mediante la conexión de en la cabina de maniobra ubicada en intersección de las

calles Lussenhof y Ruta Nacional N°8. Esta incorporación implica que, tanto en la Configuración 1 como en la Configuración 2, el alimentador Usina33 recibe esta recibe el aporte energético de dicha fuente. La **Figura 4.20** ilustra la Configuración 1 del Caso 3, mientras que la **Figura 4.21** muestra la configuración 2.



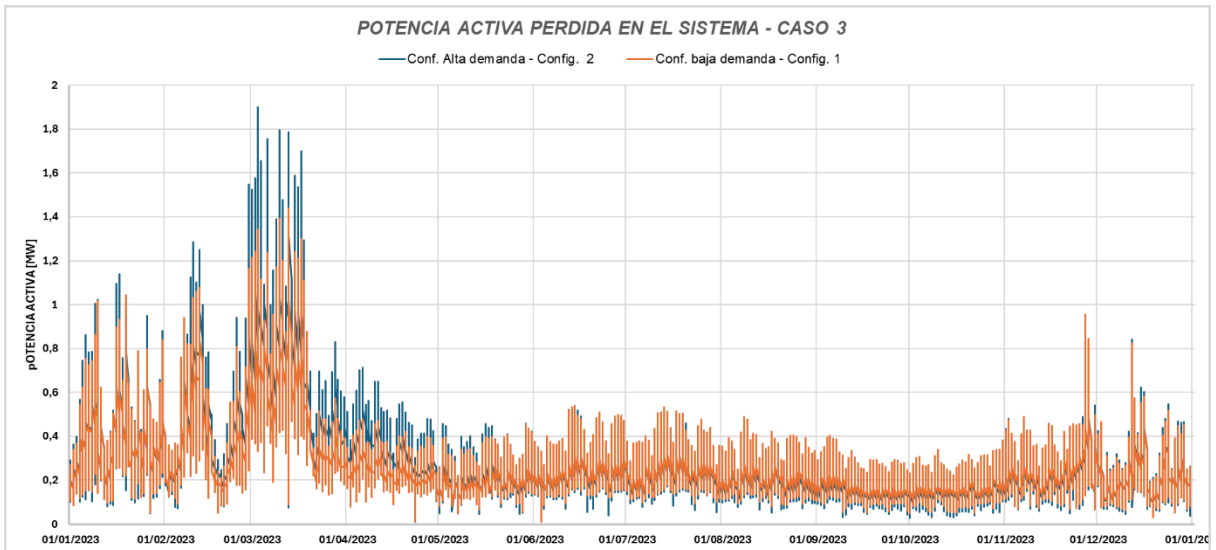
**Figura 4.20** Diagrama unifilar de caso 3 en configuración de red 1. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.



**Figura 4.21** Diagrama unifilar de caso 3 en configuración de red 2. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.

#### *Pérdidas totales del sistema.*

La **Figura 4.22** representa la evolución de la potencia perdida en el sistema durante el período analizado para cada una de las configuraciones de operación consideradas.



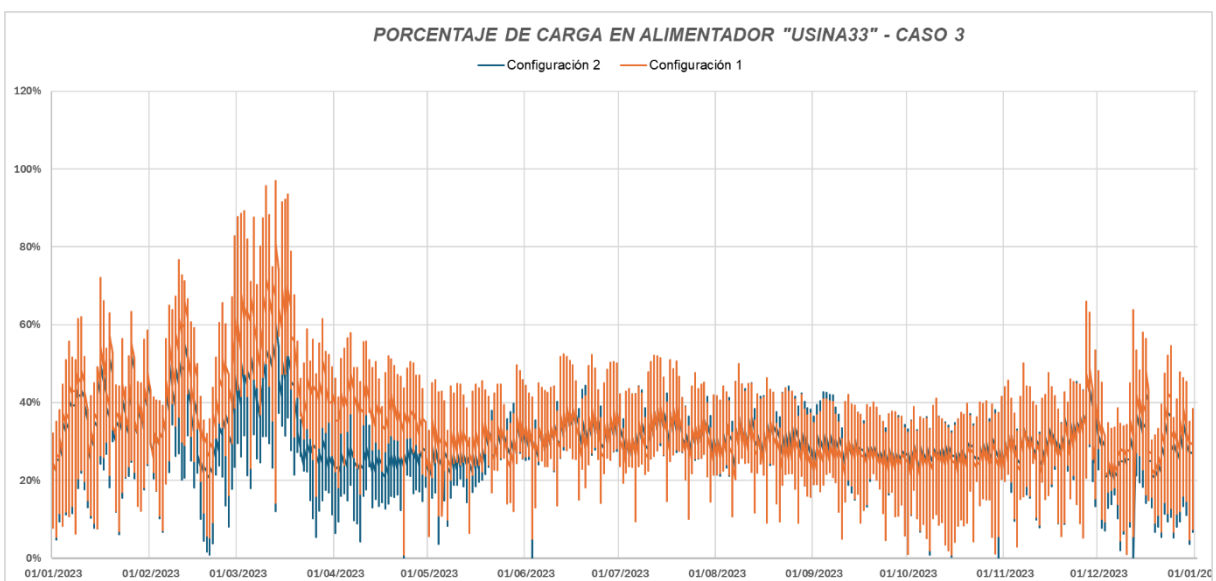
**Figura 4.22** Caso 3: Potencia activa perdida en el sistema – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

Los datos de potencia perdida fueron integrados para obtener el valor total de energía perdida a lo largo de dicho período. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Configuración 1: Energía pérdida total de **2.418.656 kWh**.
- Configuración 2: Energía pérdida total de **2.622.636 kWh**.

*Porcentaje de carga en alimentadores.*

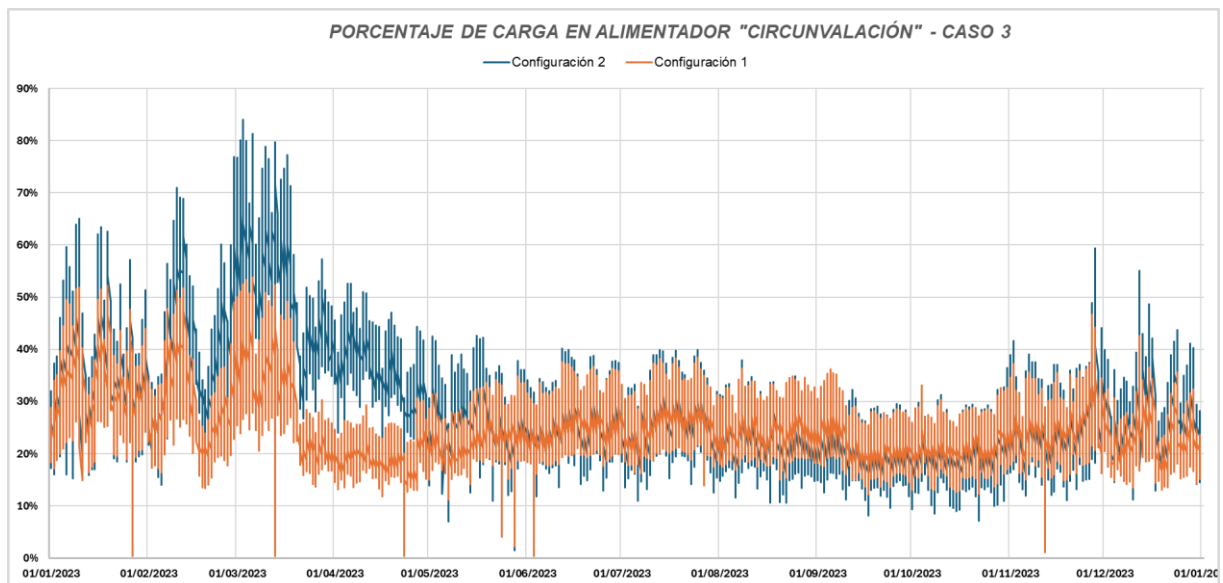
La Figura 4.23 muestra la variación en el porcentaje de carga del Alimentador "Usina33" a lo largo del período de estudio para ambas configuraciones de operación.



**Figura 4.23** Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Usina33 – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

En la Configuración 1, se observa que la demanda máxima del Alimentador "Usina33" es del **96,9%**, mientras que para la Configuración 2, esta alcanza el **76,4%**.

De manera similar, la **Figura 4.24** ilustra la evolución del porcentaje de carga del Alimentador "Circunvalación" durante el mismo período de estudio y para las dos configuraciones. En la Configuración 1, la demanda máxima registrada es del **54,62%**, mientras que para la Configuración 2, se alcanza el **84,9%**.



**Figura 4.24** Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

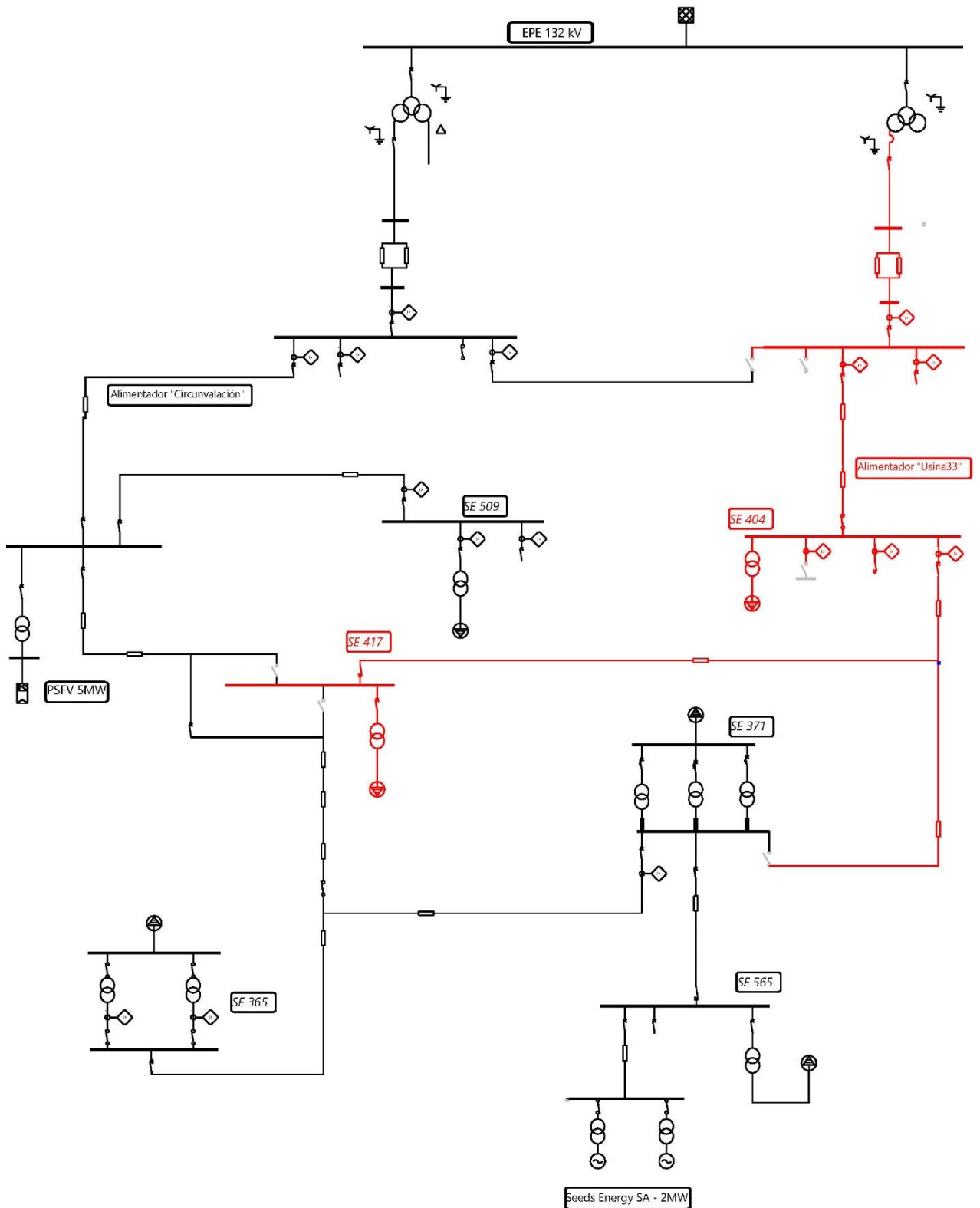
#### 4.5.4 Caso 4.

En el Caso 4 se conserva la estructura del Caso 2, al igual que en el Caso 3, pero con una diferencia en el punto de conexión del parque solar fotovoltaico de 5 MW (apartado 3.2.2). En este caso, la vinculación se realiza a través de una cabina de maniobra ubicada en la intersección de las calles Circunvalación y Jujuy.

Como resultado, tanto en la Configuración 1 como en la Configuración 2, el alimentador CIRCUNVALACIÓN es el que recibe el aporte energético de dicha fuente.

La **Figura 4.25** ilustra la Configuración 1 del Caso 4, mientras que la **Figura 4.26** muestra la Configuración 2.

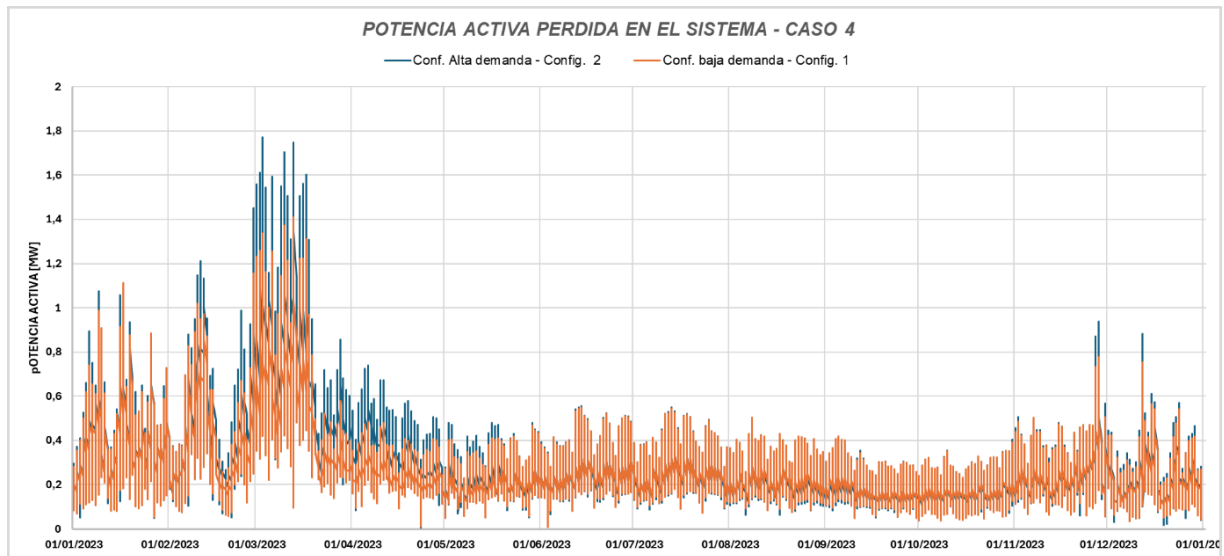




**Figura 4.26** Diagrama unifilar de caso 4 en configuración de red 2. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.

### *Pérdidas totales del sistema.*

La **Figura 4.27** representa la evolución de la potencia perdida en el sistema durante el período analizado para cada una de las configuraciones de operación consideradas.



**Figura 4.27** Caso 4: Potencia activa perdida en el sistema – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

Los datos de potencia perdida fueron integrados para obtener el valor total de energía perdida a lo largo de dicho período. Los resultados obtenidos son los siguientes:

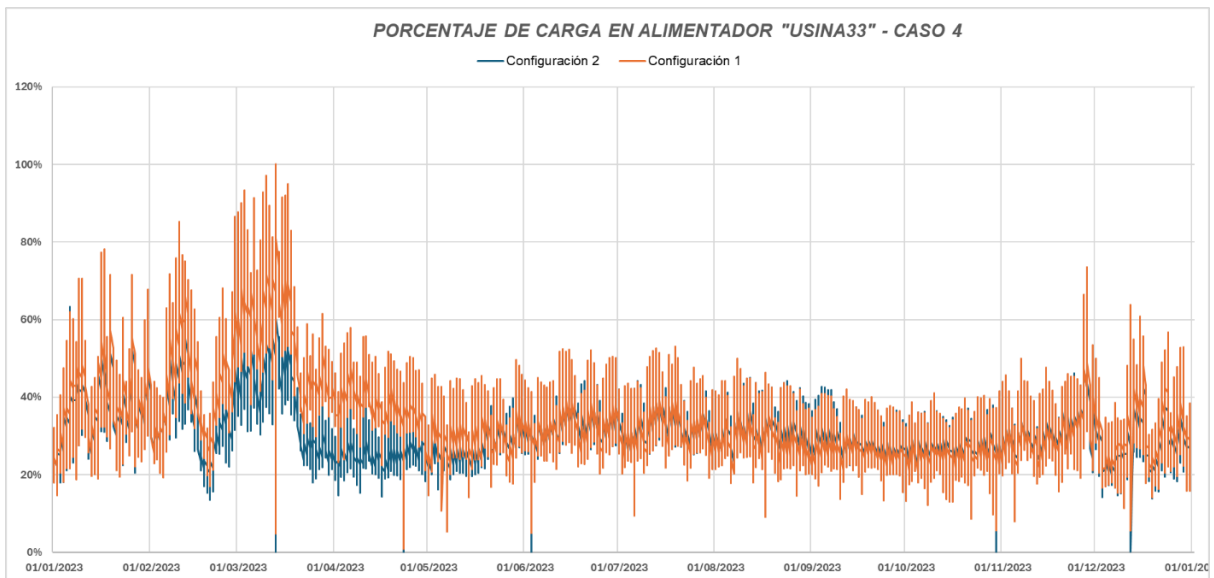
- Configuración 1: Energía pérdida total de **2.433.811 kWh**.
- Configuración 2: Energía pérdida total de **2.663.368 kWh**.

### *Porcentaje de carga en alimentadores.*

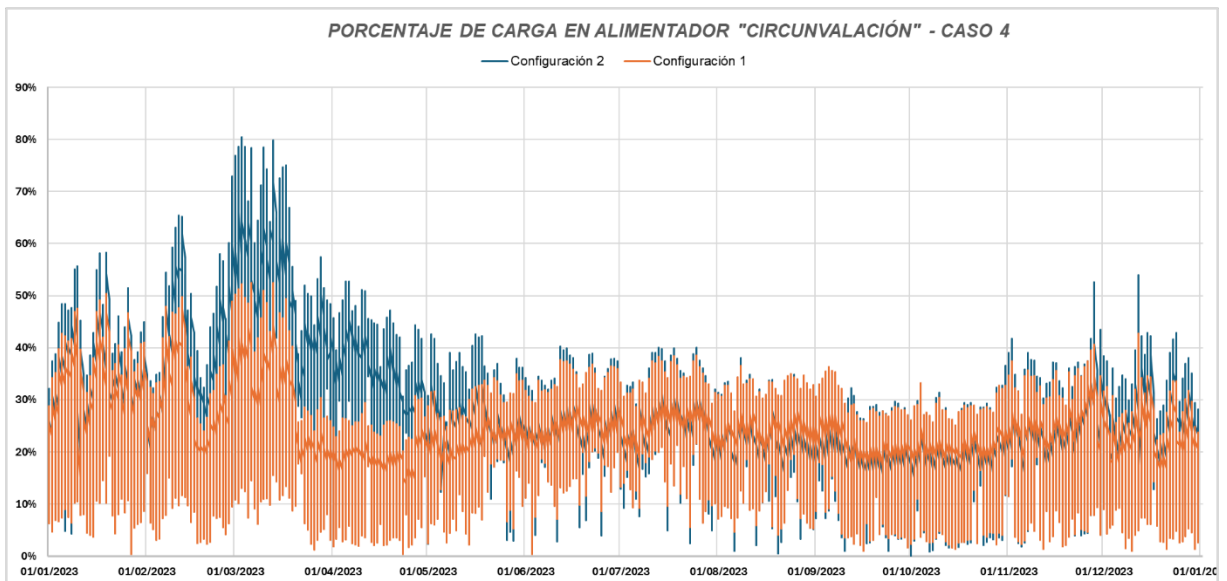
La **Figura 4.28** muestra la variación del porcentaje de carga del Alimentador "Usina33" a lo largo del período de estudio para ambas configuraciones de operación. En la Configuración 1, la demanda máxima alcanza el 100,14 %, mientras que en la Configuración 2 se reduce al 77,7 %.

De manera similar, la **Figura 4.29** ilustra la evolución del porcentaje de carga del Alimentador "Circunvalación" durante el mismo período de estudio y para las dos configuraciones. En la Configuración 1, la demanda máxima registrada es del **52,5%**, mientras que para la Configuración 2, se incrementa hasta alcanzar el **80,3%**.

A continuación, se presentan ambas figuras con la evolución del porcentaje de carga para cada alimentador.



**Figura 4.28** Caso 4: Porcentaje de carga en alimentador Usina33 – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

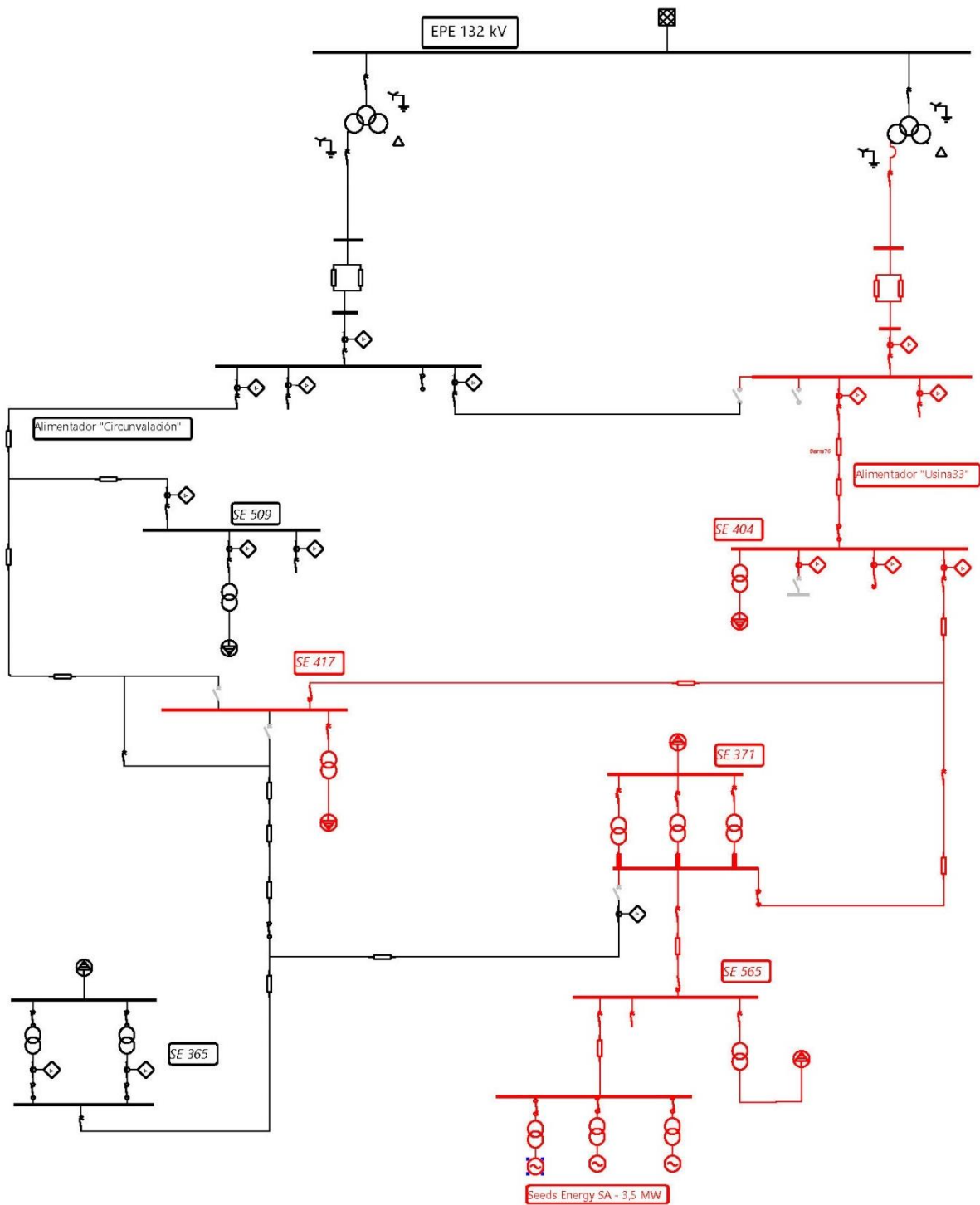


**Figura 4.29** Caso 3: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

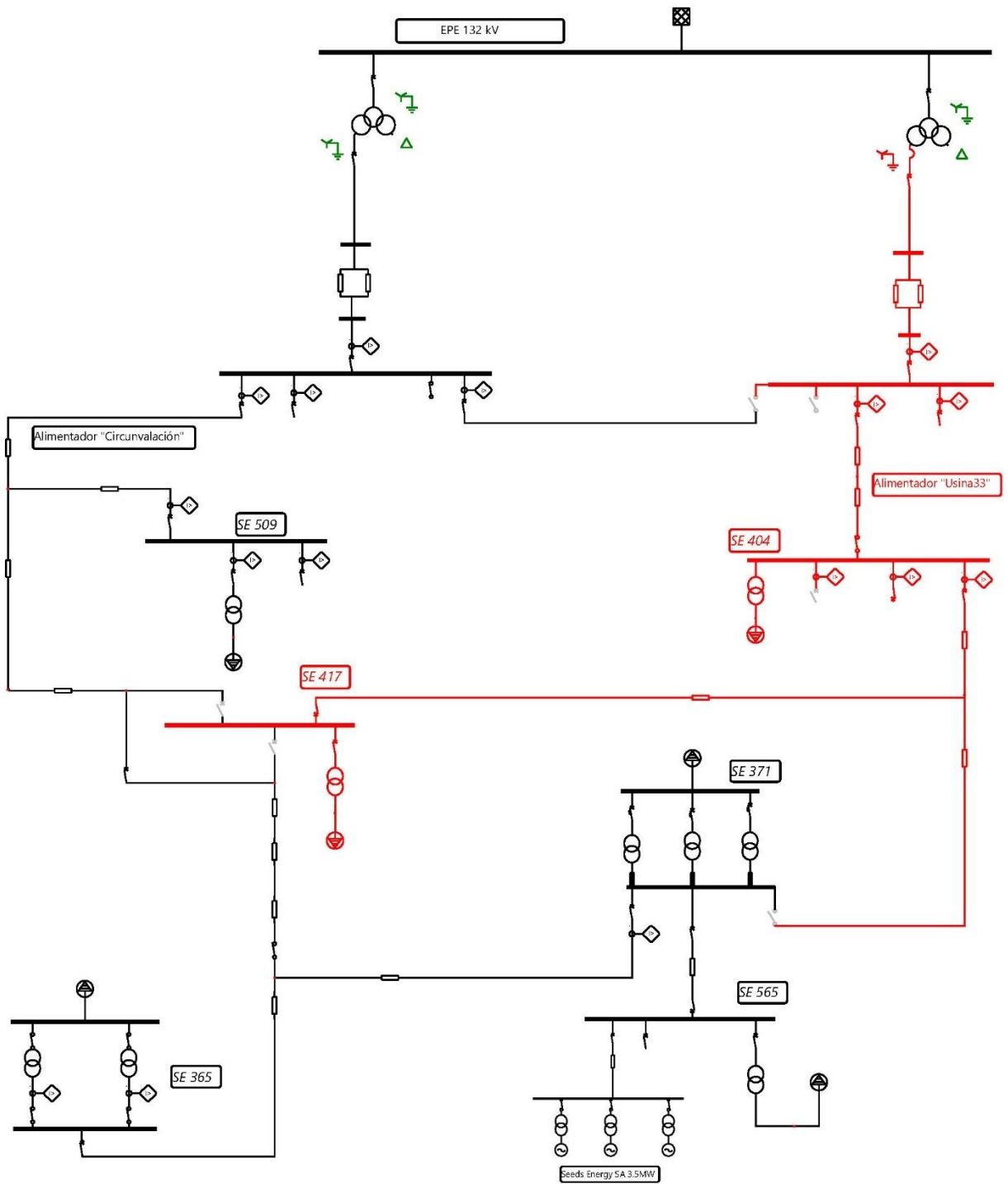
#### 4.5.5 Caso 5.

En este caso, se mantiene la configuración de red del Caso 2, pero se amplía la planta

de biogás de Seeds Energy S.A. a 3,5 MW de potencia. La **Figura 4.30** ilustra la Configuración 1 del Caso 5 y la **Figura 4.31** muestra la Configuración 2.



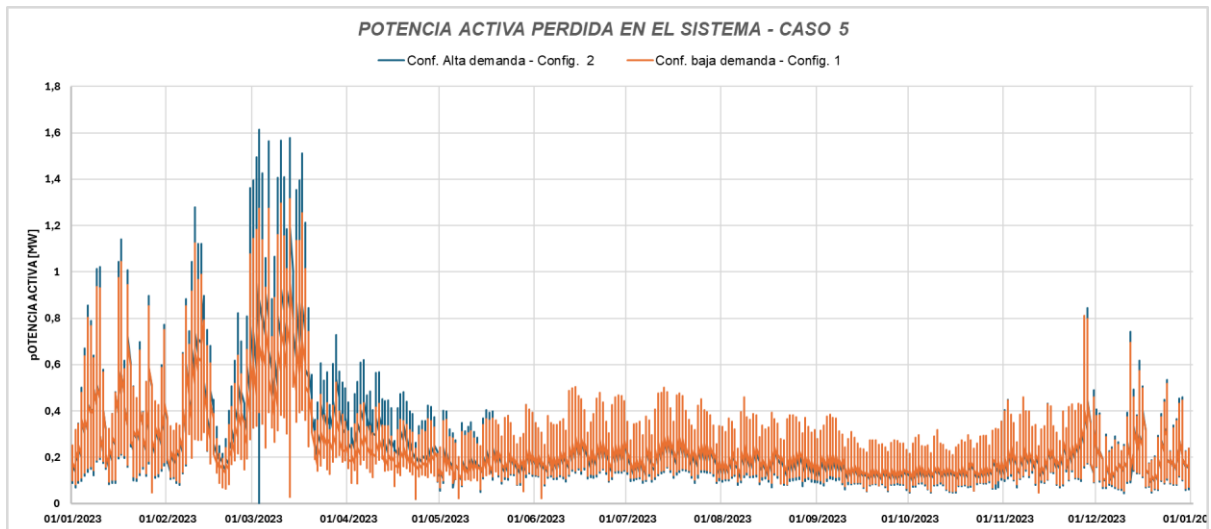
**Figura 4.30** Diagrama unifilar de caso 5 en configuración de red 1. Fuente: Imagen extraída de software de simulación.



**Figura 4.31** Diagrama unifilar de caso 5 en configuración de red 1. Fuente: Imagen extraída de software de simulación

#### *Pérdidas totales del sistema.*

La **Figura 4.32** representa la evolución de la potencia perdida en el sistema durante el período analizado para cada una de las configuraciones de operación consideradas.



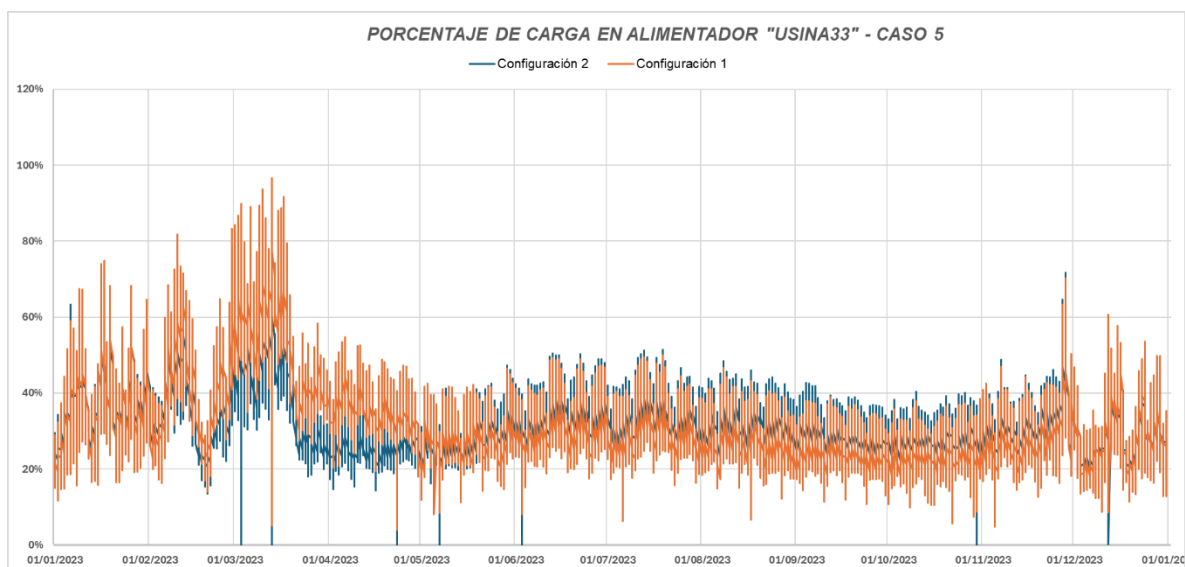
**Figura 4.32** Caso 5: Potencia activa perdida en el sistema – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

Los datos de potencia perdida fueron integrados para obtener el valor total de energía perdida a lo largo de dicho período. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Configuración 1: Energía pérdida total de **2.281.453 kWh**.
- Configuración 2: Energía pérdida total de **2.411.398 kWh**.

*Porcentaje de carga en alimentadores.*

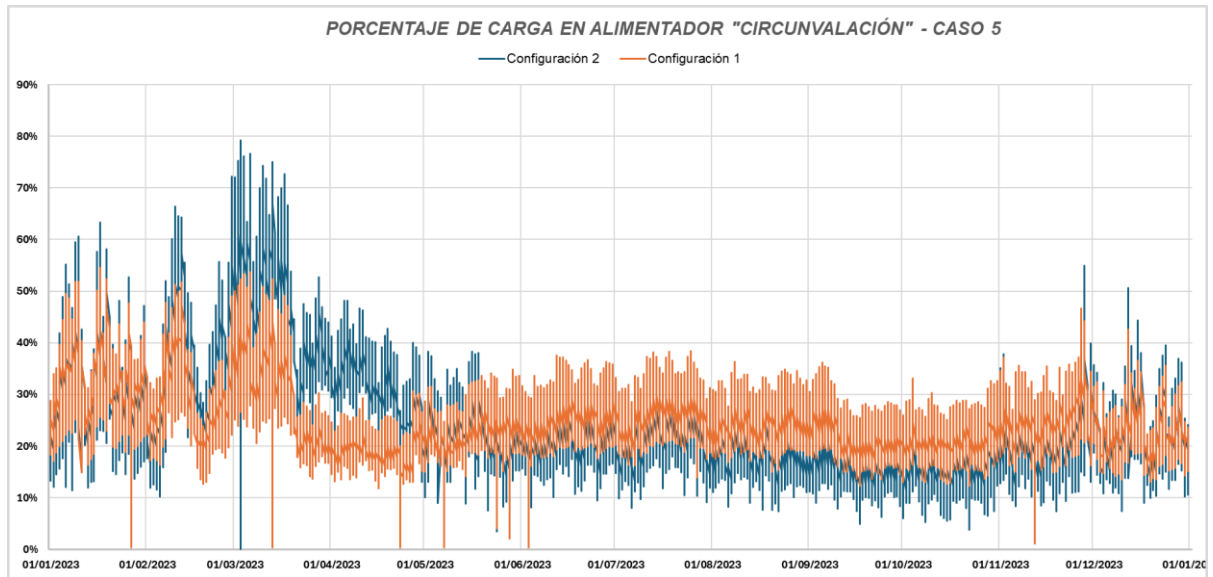
La **Figura 4.33** muestra la variación en el porcentaje de carga del Alimentador "Usina33" a lo largo del período de estudio para ambas configuraciones de operación.



**Figura 4.33** Caso 5: Porcentaje de carga en alimentador Usina33 – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

En la Configuración 1, se observa que la demanda máxima del Alimentador "Usina33" es del **97.6%**, mientras que para la Configuración 2, esta alcanza el **77.7%**

De manera similar, la **Figura 4.34** ilustra la evolución del porcentaje de carga del Alimentador "Circunvalación" durante el mismo período de estudio y para las dos configuraciones. En la Configuración 1, la demanda máxima registrada es del **54.6%**, mientras que para la Configuración 2, se alcanza el **79,2%**.



**Figura 4.34** Caso 5: Porcentaje de carga en alimentador Circunvalación – Fuente: Elaboración propia a partir de datos de simulación en Software.

#### 4.6 Resumen de resultados.

A continuación, se presenta la **Tabla 4.5**, con los resultados obtenidos en el análisis detallado del apartado anterior. La intención es ofrecer una visualización clara de los datos relevantes, que reflejan el comportamiento del sistema en las diferentes configuraciones evaluadas, para luego proceder con el análisis correspondiente.

Caso	Configuración 1			Configuración 2		
	Energía Perdida (kWh)	Carga Máxima Alimentador "Circunvalación"	Carga Máxima Alimentador "Usina33"	Energía Perdida (kWh)	Carga Máxima Alimentador "Circunvalación"	Carga Máxima Alimentador "Usina33"
1	2.737.500	54,60%	107,10%	3.514.500	94,90%	77,70%
2	2.418.280	54,60%	100,10%	2.712.064	84,90%	77,70%
3	2.418.656	54,60%	96,90%	2.622.636	84,90%	76,40%
4	2.433.811	52,50%	100,14%	2.663.368	80,30%	77,70%
5	2.281.453	54,60%	97,60%	2.411.398	79,20%	77,70%

**Tabla 4.5** Comparación de resultados de simulación para los 5 casos de estudio. Fuente: Elaboración propia.

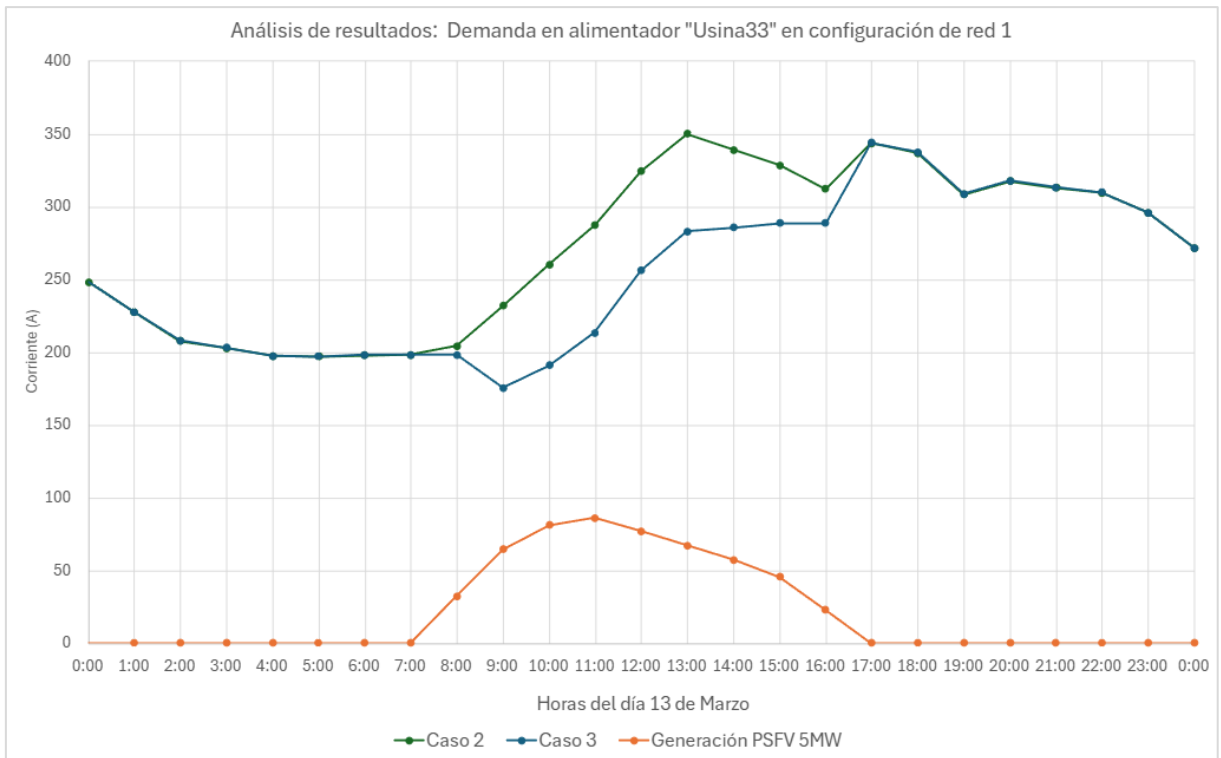
#### 4.7 Análisis de resultados.

El análisis de los cinco casos de estudio simulados con ambas configuraciones permitió identificar las principales ventajas y limitaciones de cada escenario en términos de pérdidas de energía y capacidad de los alimentadores.

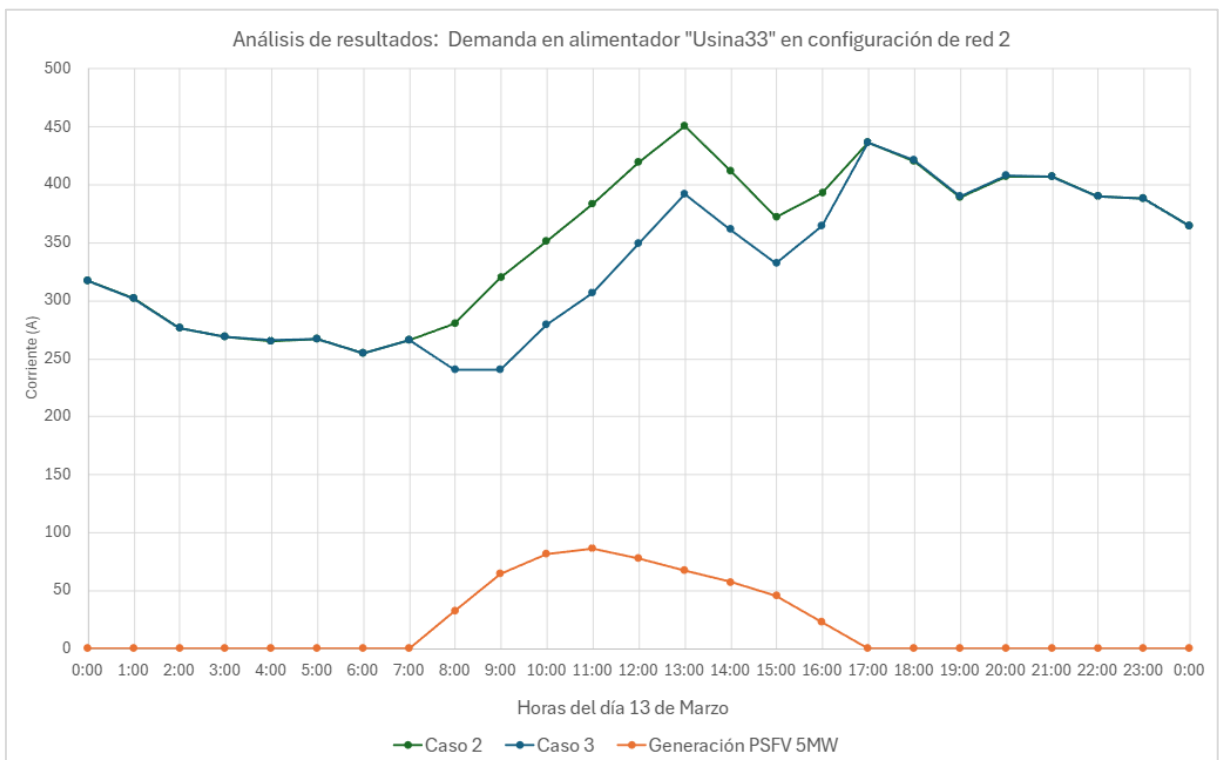
La Configuración 1 resultó ser la más eficiente en todos los casos en cuanto a reducción de pérdidas de energía. Sin embargo, presenta una desventaja significativa: el alimentador "Usina33" alcanza su capacidad máxima, lo que compromete su operatividad en períodos críticos de alta demanda, particularmente entre el 15 de febrero y el 15 de marzo. Durante este lapso, la coincidencia de altas temperaturas y la elevada demanda de los semilleros debido al ingreso de la cosecha hace inviable su uso continuo sin riesgo de sobrecarga.

En el Caso 2, la inclusión de la planta de biogás con una potencia de 2 MW no solo contribuye a la reducción de pérdidas en 339.220 kWh para la Configuración 1 y 802.436 kWh para la Configuración 2, sino que también alivia la carga de los alimentadores. Específicamente, el alimentador "Usina33" reduce su carga del 107% al 100% en la Configuración 1, mientras que el alimentador Circunvalación disminuye del 94,9% al 84,9% en la Configuración 2. Estos valores indican que, aunque al límite, la Configuración 1 podría mantenerse operativa durante todo el año, mientras que la Configuración 2 proporciona mayor margen para absorber aumentos futuros en la demanda.

El Caso 3 evalúa el impacto de un parque solar fotovoltaico (PSFV) de 5 MW, inyectando energía en la intersección de RN8 y Lussenhoff. Los resultados, presentados en la **Figura 4.35** (Configuración 1) y en la **Figura 4.36** (Configuración 2), muestran que la generación solar contribuye a reducir la carga del alimentador "Usina33" durante las horas de mayor radiación (09:00 hs a 14:00 hs). No obstante, dado que la demanda se mantiene elevada más allá de este período, el impacto del PSFV en la reducción de carga es limitado. En este contexto, el Caso 3 logra una disminución de carga con respecto al Caso 2 de 3,2% en la Configuración 1 y 1,3% en la Configuración 2.



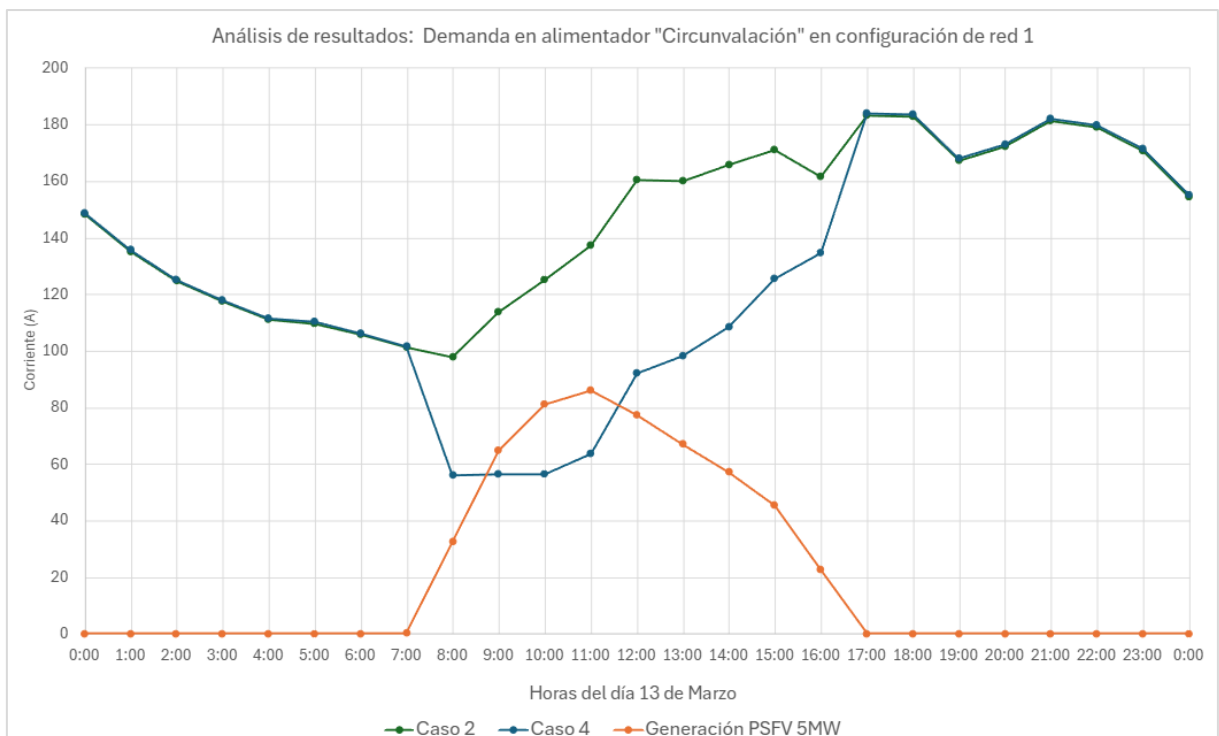
**Figura 4.35** Evolución de la demanda en el alimentador Usina33 en Configuración 1 durante el 13 de marzo, comparación de casos 2 y 3. Fuente: elaboración propia con datos de simulación.



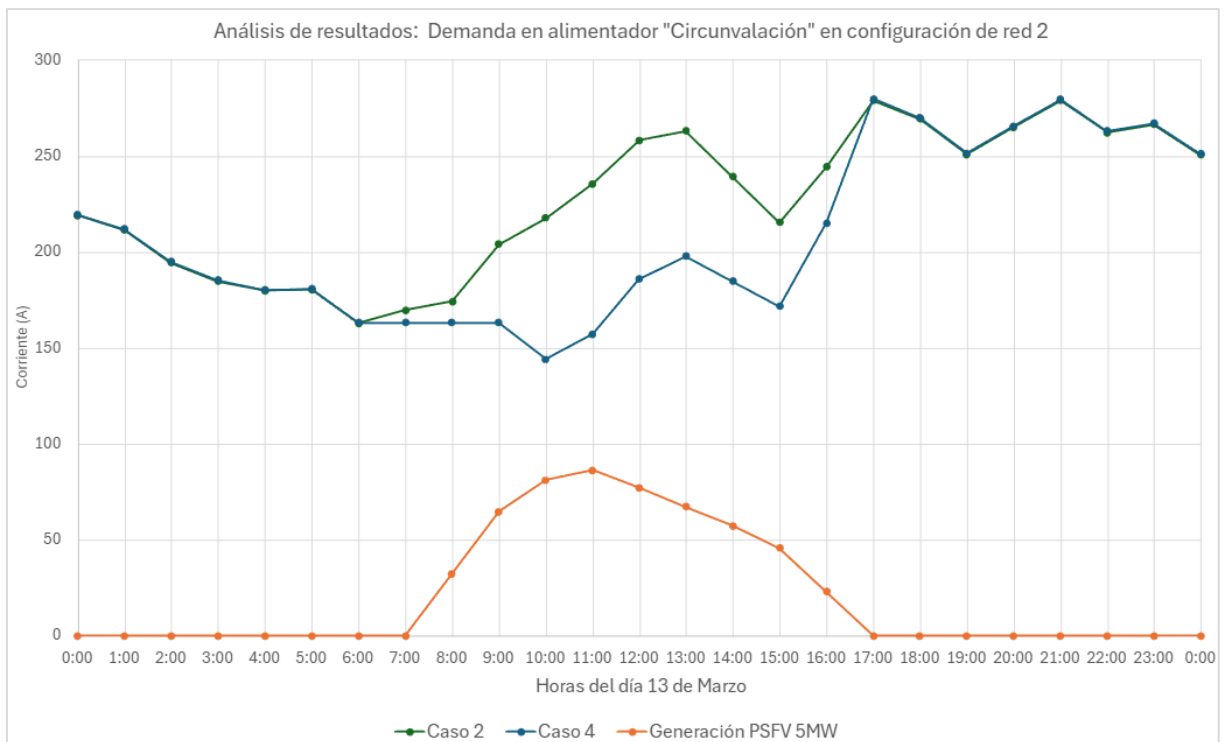
**Figura 4.36** Evolución de la demanda en el alimentador Usina33 en Configuración 2 durante el 13 de marzo, comparación de casos 2 y 3. Fuente: elaboración propia con datos de simulación.

En términos de pérdidas de energía, este caso solo muestra beneficios en la Configuración 2, debido a la distribución de la generación. En la Configuración 1, tanto el PSFV como la generación de biogás inyectan en el mismo circuito (alimentado por el alimentador Usina33), lo que reduce las pérdidas en períodos de alta demanda, pero genera pérdidas adicionales en momentos de baja demanda debido a los flujos bidireccionales provocados por el exceso de generación.

El Caso 4 analiza el impacto de la inyección de un PSFV de 5 MW en la intersección de Circunvalación y Jujuy. Los resultados, presentados en las **Figura 4.37** (Configuración 1) y **Figura 4.38** (Configuración 2), muestran que, si bien se registra una reducción en la carga del alimentador "Circunvalación" durante las horas de mayor radiación, esta disminución no es sustancial. Al igual que en el Caso 3, la diferencia entre la curva de demanda y el perfil de generación solar limita el efecto del PSFV en la reducción de carga. No obstante, el Caso 4 presenta una disminución mayor en comparación con el Caso 2 (escenario actual de la red), alcanzando un 3,2% adicional en la Configuración 1 y un 4,6% adicional en la Configuración 2. Sin embargo, esta reducción sigue siendo relativamente baja en proporción a la potencia nominal del PSFV (5 MW).



**Figura 4.37** Evolución de la demanda en alimentador Circunvalación en Configuración 1 durante el 13 de marzo, comparación de casos 2 y 4. Fuente: elaboración propia con datos de simulación.



**Figura 4.38** Evolución de la demanda en el alimentador Circunvalación en Configuración 2 durante el 13 de marzo, comparación de casos 2 y 4. Fuente: elaboración propia con datos de simulación.

En lo que respecta a las pérdidas de energía, en este caso no se presentan mejoras en ninguna de las configuraciones. De hecho, los valores obtenidos son levemente superiores a los del Caso 2, lo que indica que la incorporación del PSFV en este punto de la red no optimiza la eficiencia del sistema en términos de pérdidas. Esto se debe a la presencia de flujos bidireccionales durante períodos de baja demanda, generados por el exceso de generación fotovoltaica en relación con el consumo en esos momentos.

Por último, el Caso 5, que contempla la ampliación de la planta de biogás a 3,5 MW (1,5 MW adicionales respecto al Caso 2), es el más beneficioso de todos los escenarios analizados. La generación por biogás, al ser más constante y menos dependiente de condiciones climáticas, permite reducciones significativas en las pérdidas de energía en ambas configuraciones, además de mejorar la capacidad de transporte de potencia en la red. La estabilidad en la inyección de energía durante todo el año optimiza el desempeño del sistema y reduce los efectos negativos asociados a los flujos bidireccionales observados en los casos anteriores.

Considerando que la energía total consumida por las cargas en los cinco casos analizados fue de 135.029.847 kWh/año (dado que la curva de carga ingresada es la misma en todos los casos), las pérdidas de energía representaron un 2,6% en el escenario menos eficiente (Caso 1, Configuración 2) y un 1,6% en el más eficiente (Caso 5, Configuración 1). Estos valores son razonables si se comparan con referencias sobre pérdidas técnicas en redes de distribución. Según la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), las pérdidas técnicas en redes de distribución en niveles de media y baja tensión suelen oscilar entre el 4% y el 8% de la energía total suministrada. Sin embargo, dado que este análisis se centra exclusivamente en media tensión, es esperable que los valores obtenidos sean inferiores a dicho rango. Asimismo, la reducción de pérdidas con la incorporación de generación distribuida (GD) concuerda con estudios previos (Keane & O'Malley, 2005), donde sistemas radiales similares mostraron mejoras del 0.5%-2% por cada MW de GD instalada.

#### 4.8 Beneficios económicos y ambientales.

A continuación, se muestra la reducción de costos y emisiones de CO<sub>2</sub> en función de los cinco casos de estudio analizados. Para ello, se tomó como referencia el factor de emisión de la red en Argentina, publicado por CAMMESA, las pérdidas en la red de la CEVT y el costo de adquisición de energía. La CEVT adquiere energía de EPE Santa Fe a un precio promedio de 0,07 USD/kWh (tarifa T6, enero 2025), considerando un tipo de cambio oficial del Banco Nación (BNA).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en términos de costos y emisiones para cada configuración y caso de estudio.

Caso	Configuración 1		Configuración 2	
	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)
1	USD 191.625	958	USD 246.015	1230
2	USD 169.280	846	USD 189.844	949
3	USD 169.306	847	USD 183.585	918
4	USD 170.367	852	USD 186.436	932
5	USD 159.702	799	USD 168.798	844

**Tabla 4.6** Emisiones y costos asociados a las pérdidas generadas en cada caso. Fuente: elaboración propia considerando factor de emisión de red publicado por Cammesa y costo energético de tarifa T4 EPESF de enero del 2025.

La comparación entre los casos 2, 3, 4 y 5 con el caso 1 permite observar la diferencia entre un sistema sin generación distribuida y un sistema con generación distribuida, evidenciando el impacto en la reducción de costos y de emisiones (**Tabla 4.7**).

Caso	Configuración 1		Configuración 2	
	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)
2	USD 22.345	111,73	USD 56.171	280,85
3	USD 22.319	111,60	USD 62.430	312,15
4	USD 21.258	106,29	USD 59.579	297,90
5	USD 31.923	159,62	USD 77.217	386,09

**Tabla 4.7** Reducción de costos y emisiones por la presencia de GD. Fuente: elaboración propia.

Además, resulta útil comparar los casos 3, 4 y 5 con el caso 2, ya que esto permite analizar el sistema bajo diferentes escenarios futuros respecto a la situación actual (**Tabla 4.8**).

Caso	Configuración 1		Configuración 2	
	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)	Costo (USD/año)	Emisiones (tCO <sub>2</sub> /año)
3	-USD 26	-0,13	USD 6.260	31,30
4	-USD 1.087	-5,44	USD 3.409	17,04
5	USD 9.578	47,89	USD 21.047	105,23

**Tabla 4.8** Reducción de costos y emisiones en escenarios futuros. Fuente: elaboración propia.

Los valores negativos indicados en la Tabla 4.8 indican que el escenario considerado implica mayores costos o emisiones en comparación con el caso base, lo cual representa un desempeño menos eficiente desde el punto de vista económico o medioambiental.

Si se considera que la red opera alternativamente en configuraciones 1 y 2 a lo largo del año (ver Tabla 4.6), puede deducirse que, en condiciones actuales, el simple hecho de priorizar la operación en configuración 1, una acción que puede ejecutarse de manera remota y sin necesidad de intervenciones físicas, permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta en **103 tCO<sub>2</sub>/año** y generar un ahorro económico potencial de hasta **USD 20.564 anuales**. Asimismo, la incorporación de la planta de biogás en el escenario correspondiente al caso 2 permitió operar durante

todo el año en configuración 1 sin comprometer la capacidad del alimentador “Usina33” (ver Tabla 4.5). Gracias a esta posibilidad, se logró reducir las emisiones desde un máximo de **1.230 tCO<sub>2</sub>/año** (caso 1, configuración 2) a **846 tCO<sub>2</sub>/año** (caso 2, configuración 1), lo que implica una mejora ambiental de hasta **384 tCO<sub>2</sub>/año**. En términos económicos, esta optimización representa un beneficio potencial de hasta **USD 76.735** anuales por reducción de pérdidas.

Por último, se destaca que, si se ampliara la planta a 3,5 MW (caso 5), manteniendo la operación en configuración 1, se alcanzaría el escenario más favorable analizado, logrando una reducción adicional de **47,89 tCO<sub>2</sub>/año** y un ahorro económico de **USD 9.578** anuales respecto al escenario actual (caso 2), evaluando los 2 casos bajo la misma configuración operativa. Además, si se compara este escenario más favorable (caso 5 en configuración 1) con el más desfavorable (caso 1 en configuración 2), las reducciones de emisiones alcanzarían los **431 tCO<sub>2</sub>/año** y el beneficio económico anual sería de hasta **USD 83.313**. Esta reducción de emisiones equivale a la absorción anual de aproximadamente **20.524 árboles adultos**, lo que refuerza el impacto positivo que puede lograrse mediante una adecuada planificación y expansión de la generación distribuida renovable

## 5. Conclusiones

El análisis realizado sobre la integración de generación distribuida con fuentes renovables en la red de distribución de Venado Tuerto permitió evaluar su impacto en términos de reducción de pérdidas, eficiencia del sistema y optimización de los recursos energéticos disponibles. A partir de los resultados obtenidos en la simulación, se identificaron beneficios concretos y aspectos a considerar en la planificación de futuras incorporaciones de generación distribuida.

El estudio permitió cuantificar el impacto que tiene la configuración operativa de la red sobre su eficiencia global. Se comprobó que determinadas configuraciones reducen significativamente las pérdidas eléctricas, lo cual repercute positivamente en los costos de operación y en la disminución de emisiones asociadas al consumo energético. Estos resultados destacan la importancia de optimizar la topología de red incluso sin necesidad de incorporar nuevas fuentes de generación.

La incorporación de fuentes renovables con producción estable, como el biogás, demostró ser particularmente efectiva para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico en distintos momentos del año. La planta operativa de Seeds Energy S.A. tuvo un rol central en este análisis, ya que su inyección constante permitió una notable reducción de pérdidas y una mayor disponibilidad de capacidad en los alimentadores principales. Dentro de los escenarios simulados, se identificó una configuración que combinó de forma óptima distintas fuentes renovables, maximizando tanto los beneficios técnicos como económicos, y constituyendo una referencia estratégica para futuras decisiones de expansión de generación distribuida en la región.

Por otro lado, la generación solar fotovoltaica presentó limitaciones en su capacidad de contribuir de manera efectiva a la reducción de pérdidas y al alivio de los alimentadores. Uno de los principales problemas detectados es la desincronización entre la curva de generación solar y la curva de demanda, lo que impide que la energía generada coincida con los momentos de mayor carga en la red. Además, la variabilidad del recurso solar genera flujos bidireccionales en la red, lo que puede afectar la estabilidad del sistema y reducir la eficiencia en la disminución de pérdidas a lo largo del año. En ciertos momentos, la inyección de energía fotovoltaica en

horarios de baja demanda provoca inversiones de flujo que pueden incrementar las pérdidas en algunos sectores de la red, en lugar de reducirlas.

Estos efectos evidencian la necesidad de complementar la generación solar con tecnologías de generación estable, como el biogás, o con sistemas de almacenamiento que permitan aprovechar mejor la energía generada en los momentos en que sea realmente necesaria. En este sentido, la integración de baterías podría mitigar los flujos bidireccionales y mejorar la eficiencia del sistema, como señala Abdmouleh et al. (2017). No obstante, el análisis de soluciones de almacenamiento escapa al alcance de este trabajo y podría abordarse en estudios futuros.

La utilización del software ETAP fue fundamental para la obtención de estos resultados, en particular, la herramienta de integración de dominio en el tiempo, que permitió realizar un análisis detallado de la red considerando variaciones horarias, diarias y estacionales. A diferencia de otros estudios que se basan en simulaciones puntuales o en datos representativos de un período limitado, este modelo permitió integrar información a lo largo de un año completo, proporcionando resultados más precisos y representativos del comportamiento real del sistema. La metodología, modelo y las herramientas utilizadas pueden ser aprovechadas en estudios posteriores para evaluar nuevas incorporaciones de generación distribuida, analizar escenarios de expansión de la red y desarrollar estrategias de optimización que permitan maximizar la eficiencia del sistema en el futuro.

En síntesis, los objetivos planteados en esta tesis han sido alcanzados satisfactoriamente. Se presenta una base técnica sólida para futuras decisiones estratégicas en generación distribuida local, y se identifican nuevas líneas de investigación como la integración de almacenamiento o la definición normativa de niveles de penetración admisibles.

## 6. Bibliografía

- **Secretaría de Energía de la Nación.** (2022). *Informe de gestión 2021.* Ministerio de Economía.
- **CAMMESA.** (2020). *Procedimiento Técnico N°1: Estudios requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al sistema de transporte.*
- **Abdmouleh, Z., Gastli, A., Ben-Brahim, L., Haouari, M., & Al-Emadi, N. A.** (2017). *Review of Optimization Techniques Applied for the Integration of Distributed Generation from Renewable Energy Sources.* *Renewable Energy*, 113, 266-280. Elsevier Ltd. DOI: 10.1016/j.renene.2017.05.087.
- **Keane, A., & O'Malley, M.** (2006). *Impact of Distributed Generation Capacity on Losses.* *IEEE Transactions on Power Systems.*
- **Keane, A., & O'Malley, M.** (2005). *Optimal allocation of distributed generation in distribution networks.* *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), 1640-1646. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.852115>
- **Barker, P. P., & de Mello, R. W.** (2000). *Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 - Radial Distribution Systems.* The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- **C. J. Zapata** (2011), "Confiability De Sistemas Eléctricos De Potencia", *Confiability De Sistemas Eléctricos De Potencia.* p. 101, 2011.
- **R. E. Brown (2009)**, *Electric Power Distribution Reliability*, US: CRC Press.
- **Willis, H. L., & Scott, W. G.** (2000). *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation.* CRC Press.
- **Di Lavello, R.** (2014). *Generación Distribuida y su Impacto en Redes de Distribución.* *Revista de Energía y Regulación.*
- **Expósito, A. G.** (2002). *Análisis y Modelado de Redes Eléctricas de Distribución.* Editorial Universitaria.
- **Secretaría de Gobierno de Energía.** (2019). *Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica.*
- **Johnson, R., Outhred, H., & Watt, M.** (1997). *Distributed Generation and Power System Planning.* *IEEE Transactions on Energy Conversion.*
- **Ministerio de Energía y Minería.** (2017). *Resolución 488-E/2017.*
- **Secretaría de Energía Argentina.** (2008). *Clasificación de la biomasa.*
- **Varnero Moreno, M. T.** (2011). *Manual de Biogás.* Santiago de Chile.

- **Ministerio de Energía y GIZ.** (2012). *Esquema de una planta de biogás.*
- **Revista Agrónomos.** (2011). *Esquema general de un biodigestor de mezcla completa y de flujo pistón.*
- **ABB.** (2016). *Cuaderno Técnico N°10: Plantas Fotovoltaicas.*
- **CAMMESA.** (2023). *Energías Renovables en Argentina.*
- **González-Longatt, F., Grisales, L. F., Restrepo, B., & Jaramillo, F.** (2017). *Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 5, 16-18.*

### 6.1 Leyes y Decretos

- **Ley Nacional 27.191 (2015).** *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.*
- **Ley Nacional 26.190 (2006).** *Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica.*
- **Decreto 531/2016.** *Reglamentación de la Ley 27.191 y creación del Programa RenovAr.*
- **Resolución 609/2023.** *Adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Renovable RenMDI.*
- **Decreto N°1098/2020.** *Programa ERA y esquema de incentivos al autoconsumo.*
- **Decreto N°889/2024.** *Continuidad del Programa Prosumidores 4.0.*
- **Resolución 316/2021.** *Expansión del Programa ERA colaborativo.*

### 6.2 Software

- **ETAP 11.1.1. (2012).** *Software de análisis y simulación de sistemas eléctricos [Licencia corporativa]. Federación Santafesina de Cooperativas de Electricidad, Obras y Servicios Públicos (FESCOE).*

### 6.3 Enlaces online

- **NASA.** (2023). *Power Data Access Viewer*. Disponible en:  
<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>.
- *Mejor Energía.* (2024) *Renovables: el 18% de la demanda eléctrica se abasteció con energías limpias*: Disponible en:  
[https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/05/22/2810-renovables-el-18\\_6por\\_ciento-de-la-demanda-electrica-se-abastecio-con-energias-limpias](https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2024/05/22/2810-renovables-el-18_6por_ciento-de-la-demanda-electrica-se-abastecio-con-energias-limpias)
- <https://etapesp.es/energia-solar>.

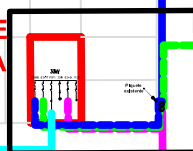
### 6.4 Material de la Maestría

- **Material de Clase Principios Básicos y Tecnologías Energéticas**, Marcelo Cassin.
- **Schmidt, J. A.** (s.f.). ME-1.6.1 *Energía Solar Fotovoltaica*. Material de cátedra.

:



**CENTRO DE MANIOBRA CEVT**



E. LUSSENHOFF

EDUARDO HUHN

MANUEL V. MANZANO

FRANCIA

FERNANDO AZCOAGA

DR. JOSE A. VALDEZ

P. JOSE T. MAXWELL

P. FELIX GOUMOND

JOSE A. AUFRANC

GUILLERMO DIMMER

GUILLERMO DIMMER

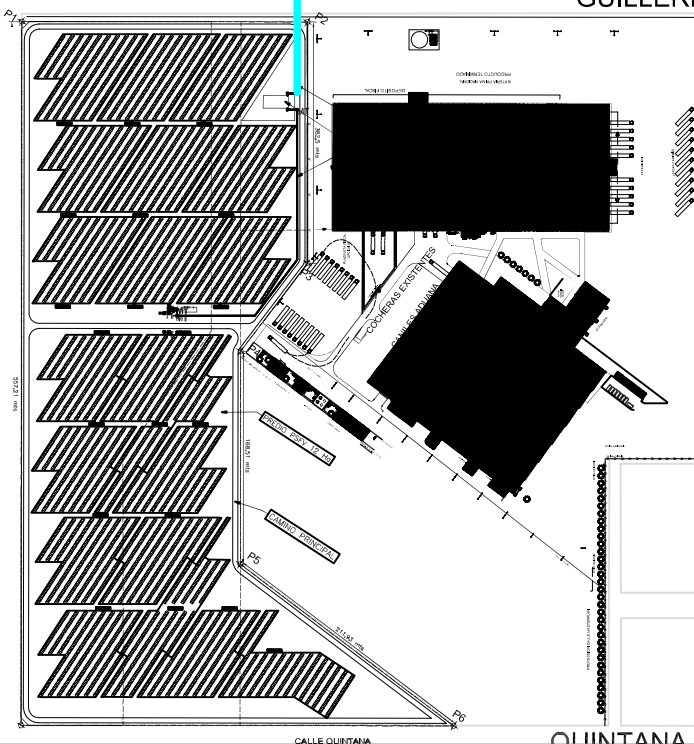
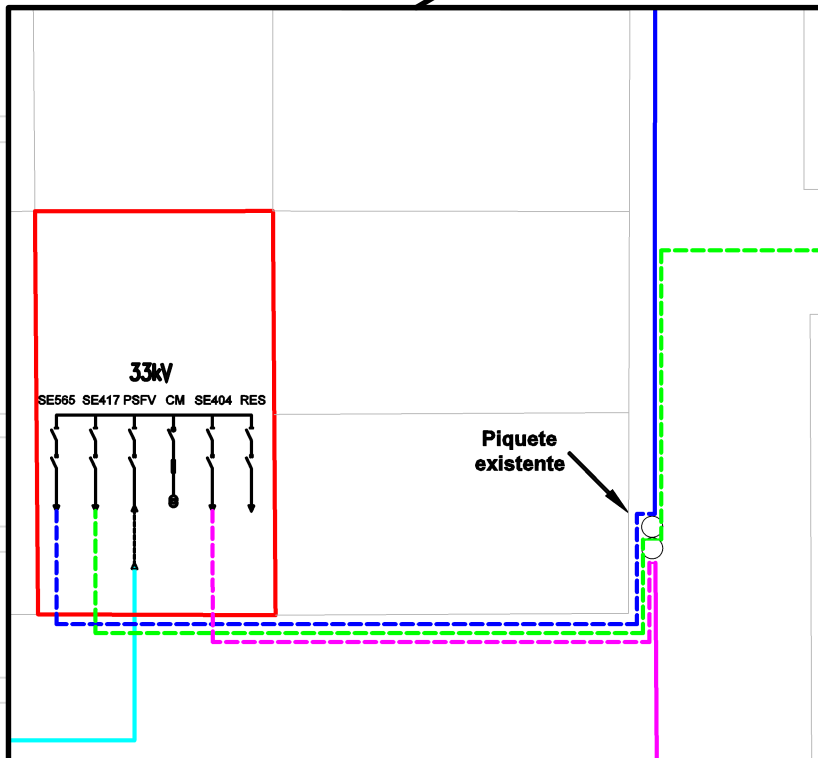
N. W. DE BASUALDO

LEONCIO DE LA BARRER

PIACENZA

QUINTANA

M. CIANI



**REFERENCIAS**

- Traza de la nueva Línea para inyección de generación
- Línea de Media Tensión 33 kV - SE404
- Línea de Media Tensión 33 kV - SE417
- Línea de Media Tensión 33 kV - SE565

	Fecha	Nombre
Dibujó		
Revisó		
Aprobó	31/07/2023	P. Urdiales
Esc.:		
Toler.:		
Rug.:		

TRAZA DE INTERCONEXIÓN DE  
PSFV - CORVEN MOTOS  
EN CM DE RN8 Y CALLE HUHN

COOPERATIVA LIMITADA DE CONSUMO POPULAR DE ELECTRICIDAD Y SERVICIOS ANEXOS DE VENADO TUERTO

**Anexo N°2**

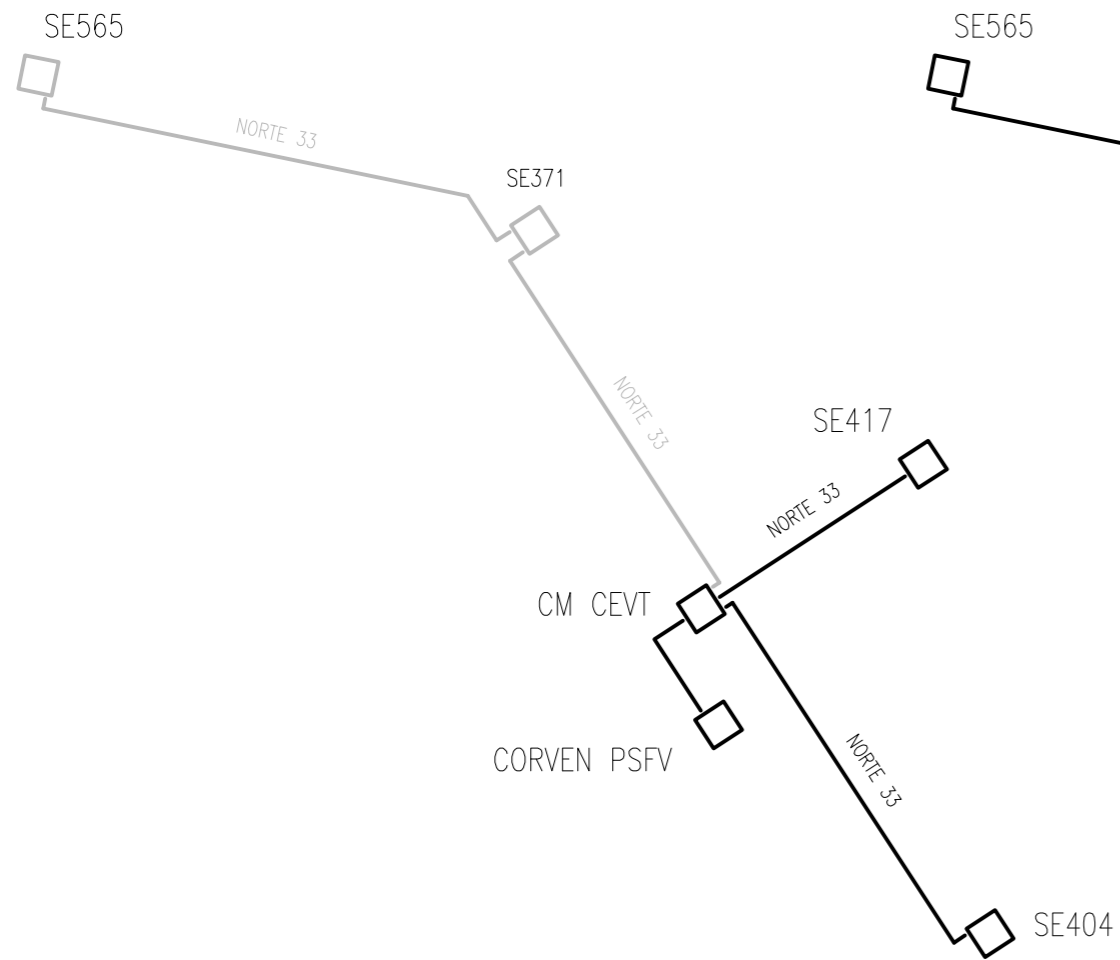
Plano N° 1658

Anexo N°3 : Escenarios de contingencia del PSFV con inyección en calle Huhn y Ruta Nacional N°8

ESCENARIO DE CONTINGENCIA

1

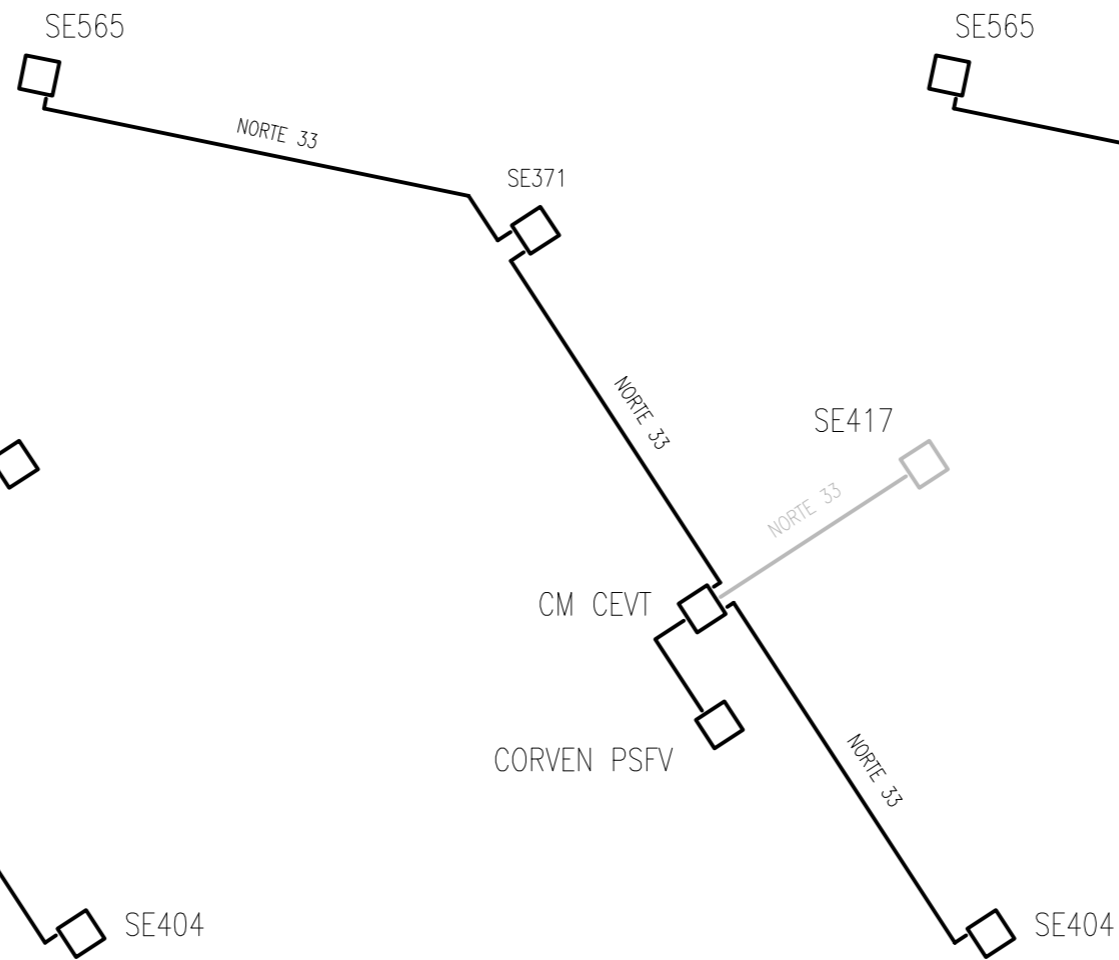
FALLA ALIM NORTE 33  
SE565-CM



ESCENARIO DE CONTINGENCIA

2

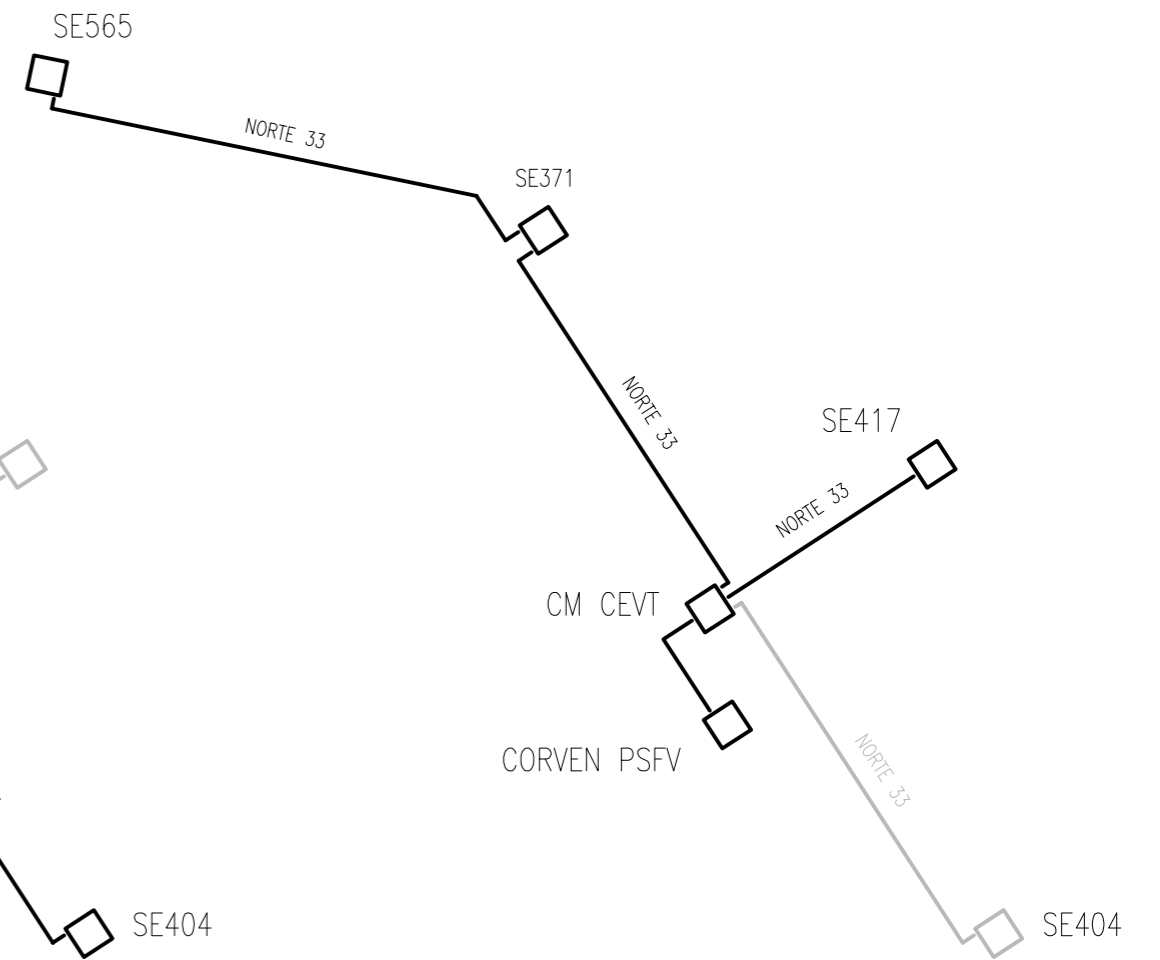
FALLA ALIM NORTE 33  
SE417-CM



ESCENARIO DE CONTINGENCIA





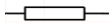






3

FALLA ALIM NORTE 33  
SE404-CM



## Anexo N°4 - Simbología utilizada en los diagramas unifilares (ETAP - IEC)

Este anexo detalla la simbología empleada en los diagramas unifilares generados en el software ETAP, conforme a la normativa IEC. Estos símbolos representan los elementos característicos de una red eléctrica, facilitando la interpretación visual de los diversos escenarios simulados en la sección 4.5.

Símbolo / Icono	Descripción	Observaciones
	Transformador de dos devanados	Representa la conversión de niveles de tensión.
	Transformador de tres devanados	Representa la conversión de niveles de tensión.
	Nodo	Punto de conexión entre dos elementos
	Barra	Punto común de conexión para múltiples circuitos.
	Línea de transmisión/cable	Conexión entre barras, transformadores o cargas
	Carga (Demanda)	Representa el consumo de energía eléctrica.
	Generador	Fuente de generación de energía eléctrica.
	Rele de sobrecorriente	Indica posibilidad de maniobra o apertura por protección
	Seccionador	Indica posibilidad de maniobra o apertura
	Sistema de generación fotovoltaico	Incorpora los paneles solares y el inversor, junto con la configuración específica que conforman el sistema de generación.
	Red eléctrica	Representación de las características de una red completa