

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZÚ
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**



PROYECTO FINAL DE GRADO

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN
DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA VARIACION DE
TENSIÓN DE CORTA DURACION Y ATENDER A LOS
REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A
MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA
SE-MES.**

IVAN BENITEZ JARA

Tutor: Prof. ING. ARMANDO PAUL ORTIZ CARDOZO

CORONEL OVIEDO, MES DE... 2024



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.



Usted es libre de:

- **Compartir** — copiar y redistribuir el material en cualquier medio o formato
- **Adaptar** — remezclar, transformar y construir a partir del material

Bajo los siguientes términos:

- **Atribución** — Usted debe dar [crédito de manera adecuada](#), brindar un enlace a la licencia, e [indicar si se han realizado cambios](#). Puede hacerlo en cualquier forma razonable, pero no de forma tal que sugiera que usted o su uso tienen el apoyo de la licenciante.
- **No Comercial** — Usted no puede hacer uso del material con [propósitos comerciales](#).



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

DERECHO DE AUTOR

Quien suscribe **Iván Benitez Jara**, autor del trabajo de investigación titulado **“Propuesta de implementación de generación distribuida para mitigar la variación de tensión de corta duración y atender a los requerimientos de calidad energética a mediano plazo del alimentador MES-05 de la SE-MES”**, declara/n que voluntariamente cede/n a título gratuito en forma pura y simple ilimitada e irrevocablemente a favor de la Facultad de Ciencias y Tecnologías – UNCA, el derecho de autor de contenido patrimonial, que le corresponde sobre el trabajo de referencia. Conforme a lo anteriormente expresado, esta sesión le otorga a la FCyT la Facultad de comunicar la obra divulgarla, publicarla y reproducirla en soportes analógicos o digitales en la oportunidad que así lo estime conveniente. La FCyT deberá indicar qué autoría o creación del trabajo corresponde a mi persona y hará referencia al autor y a las personas que hayan colaborado en la realización del presente trabajo de investigación.

En la ciudad de Coronel Oviedo a los , del mes de del 2024

.....

Firma/s



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista, aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores y con la siguiente nota final:

CALIFICACIÓN FINAL: _____

ACTA N°: _____

FECHA : _____

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Silvano Benítez e Irma Jara, por su amor incondicional, su apoyo constante y por brindarme la oportunidad de estudiar. Gracias por ser mi mayor inspiración y por confiar siempre en mí. Esta tesis es un reflejo de su esfuerzo y dedicación; se las dedico con todo mi cariño.

A mis hermanas, Lourdes y Lilian, quienes siempre han estado a mi lado, animándome en los momentos difíciles. Su apoyo incondicional ha sido fundamental para mí, y por ello, les agradezco de todo corazón.



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor, el Ing. Armando Ortiz, por su valiosa guía, paciencia y dedicación a lo largo de este proceso. Su conocimiento y orientación han sido esenciales para la realización de este proyecto, y siempre le estaré profundamente agradecido.

También extendo mi agradecimiento al Ing. Marco Sanabria, quien, junto a mi tutor, me brindó su tiempo y conocimientos para superar los desafíos que surgieron en el camino. Su colaboración fue fundamental para el éxito de este trabajo.

A mis estimados profesores de la Facultad de Ciencias y Tecnologías, gracias por compartir su sabiduría y por contribuir de manera significativa a mi formación académica.

Finalmente, pero no menos importante, quiero agradecer a todos mis amigos y compañeros, mis compañeros de lucha en este largo camino. En la carrera de Ingeniería, uno aprende que los grandes retos no se superan solos, y que, con el apoyo de quienes caminan junto a nosotros, se logra llegar a la meta.



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

RESUMEN

El alimentador MES-05 de la Subestación Mariscal Estigarribia, presentan perturbaciones relativas a variaciones de tensión de corta duración en el nivel de 23 kV que exceden el rango permitido de $\pm 5\%$ según el Reglamento de Media Tensión de ANDE. Además, durante periodos de alta demanda, el suministro de energía eléctrica mediante el alimentador MES-05 no satisface los requerimientos mínimos de calidad, principalmente las relativas a niveles de tensión a lo largo de su extensión. Este trabajo propone mitigar estos problemas mediante la implementación de recursos energéticos distribuidos, consistente en Parques Solares Fotovoltaicos con Sistemas de Almacenamientos de Energía Inteligentes, conectados en puntos estratégicos a lo largo del alimentador MES-05.

Para desarrollar este trabajo, se utilizó como referencia técnica la norma IEEE 1547 y conforme a esta se configuró el control Volt-VAR para controlar la tensión en la red. Las simulaciones de los distintos escenarios se realizaron con el software Cymdist 9.0, considerando un crecimiento de carga a mediano plazo, las variaciones de irradiancia solar, variaciones de demanda, cambiadores de los reguladores de tensión, el efecto de la desconexión de troncales y el arranque sin asistencia de motores de gran porte.

Como resultado, los sistemas PV+BESS se integraron correctamente en la red, mejorando los niveles de tensión y manteniéndolos dentro de los rangos admisibles en la mayoría de los tramos del alimentador. Con la finalización de este trabajo se concluyó que con la implementación de recursos energéticos distribuidos en las ubicaciones propuestas se puede mitigar tanto las variaciones de tensión en régimen permanente como las de corta duración, reducir las pérdidas eléctricas y los gastos de explotación asociados a la operación actual del MES 05, acompañar el crecimiento de la demanda en su zona de influencia y mejorar la calidad de la energía a lo largo del horizonte del proyecto.

Palabras claves: Distribución de Energía Eléctrica, Tecnologías de Energías Renovables, ODS 7 - Energía asequible y no contaminante.



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.
VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

ABSTRACT

The MES-05 feeder of the Mariscal Estigarribia Substation presents disturbances related to short-term voltage variations at the 23 kV level that exceed the permitted range of $\pm 5\%$ according to the ANDE Medium Voltage Regulations. In addition, during periods of high demand, the supply of electric power through the MES-05 feeder does not meet the minimum quality requirements, mainly those related to voltage levels along its length. This work proposes to mitigate these problems by implementing distributed energy resources, consisting of Photovoltaic Solar Parks with Intelligent Energy Storage Systems, connected at strategic points along the MES-05 feeder.

To develop this work, the IEEE 1547 standard was used as a technical reference and according to this, the Volt-VAR control was configured to control the voltage in the network. The simulations of the different scenarios were carried out using Cymdist 9.0 software, considering medium-term load growth, variations in solar irradiance, variations in demand, voltage regulator switches, the effect of disconnecting main lines and unassisted start-up of large motors.

As a result, the PV+BESS systems were correctly integrated into the network, improving the voltage levels and keeping them within the admissible ranges in most of the feeder sections. With the completion of this work, it was concluded that with the implementation of distributed energy resources in the proposed locations, both permanent and short-term voltage variations can be mitigated, reducing electrical losses and operating costs associated with the operation. current MES 05, accompany the growth in demand in its area of influence and improve the quality of energy throughout the project horizon.

Keywords: Electric Power Distribution, Renewable Energy Technologies, SDG 7 - Affordable and Clean Energy.



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
Objetivos.....	3
Objetivo General.....	3
Objetivos Específicos.....	3
METODOLOGÍA.....	4
1. Base de datos y recolección de datos.....	4
1.1. Software utilizado.....	4
1.2. Relevamiento de diagrama unifilar del alimentador MES-05.....	4
1.3. Demanda del alimentador MES-05.....	5
1.4. Irradiancia Solar.....	5
2. Crecimiento de carga a mediano plazo.....	5
3. Criterio para el control de tensión de la red por medio de RED.....	6
3.1. Control de tensión y potencia reactiva.....	7
4. Determinación de la ubicación y potencia a suministrar por los RED a mediano plazo.....	8
4.1. Densidad de carga del alimentador MES-05.....	8
4.2. Optimización del perfil de tensión.....	8
4.3. Evaluación del impacto de los RED.....	10
5. Dimensionamiento de componentes principales.....	12
5.1. Sistema de almacenamiento de energía (BESS).....	12
5.2. Sistema fotovoltaico.....	14
5.3. Transformadores para los sistemas BESS y PV.....	17
6. Metodología para la simulación de escenarios de operación y carga en Cymdist.....	17
6.1. Operación en régimen del alimentador MES 05.....	17



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

6.2. Operación en contingencia del alimentador MES 05.....	19
6.3. Metodología para la atenuación de los VTDC mediante los RED.....	21
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	22
COSTO DE COMPONENTES PRINCIPALES.	29
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	30
Bibliografía.....	31
ANEXOS.....	1
ANEXO A: REGISTRO DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR MES 05.....	1
ANEXO B: CURVA DE IRRADIANCIA SOLAR MARISCAL ESTIGARRIBIA.	1
ANEXO C: PROYECCION DE MERCADO - PERIODO 2019-2030.....	2
ANEXO D: EJEMPLO PARA LA ASIGNACION DE CATEGORIA NORMAL [1].....	2
ANEXO E: EJEMPLO DE CARACTERÍSTICA DE TENSIÓN-POTENCIA REACTIVA [1].	3
ANEXO F: CONFIGURACIONES DE LOS REGULADORES DE TENSION.....	3
Anexo F. 1: Configuración de TAP’s fijo.	3
Anexo F. 2: Configuración de cambios de TAP’s automático para análisis dinámico a largo plazo.....	4
ANEXO G: REPORTE SUMARIO DE LA EVALUACION DEL IMPACTO DE RED.	5
ANEXO H: ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA DE LAS 20:00 Y 05:00 HORAS.	6
Anexo H. 1: Flujo de carga a las 20:00 hs.....	6
Anexo H. 2: Flujo de carga 05:00 hs.	7
Anexo H. 3: Análisis de flujo de carga para demanda mínima y sin RED.	8
ANEXO I: ESCENARIOS DE DESPEJE DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA.....	9
Anexo I. 1: Apertura del Reconectador REC_29088 La Patria.....	9
Anexo I. 2: Apertura del Reconectador REC_29089 zona Infante Rivarola.....	10



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.
VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

ANEXO J: DIAGRAMA PARA LA SOLUCION Smart PV & ESS Solution - Grid Forming.	11
ANEXO K: FICHA TECNICA DEL CONTENEDOR DE BATERIA LUNA2000-2.0MWH.	12
ANEXO L: FICHA TECNICA Y CURVA CARACTERISTICA DEL INVERSOR INTELIGENTE LUNA2000-200KTL-H1.	13
Anexo L. 1: Ficha técnica del inversor LUNA2000-200KTL-H1	13
Anexo L. 2: Curva característica del inversor inteligente LUNA2000-200KTL-H1.....	15
ANEXO M: FICHA TECNICA DEL PANEL SOLAR.....	17
ANEXO N: FICHA TECNICA Y CURVA CARACTERISTICA DE SALIDA DEL INVERSOR SUN2000-215KTL-H0.	19
Anexo N. 1: Ficha técnica del inversor SUN2000-215KTL-H0.....	19
Anexo N. 2: Curva característica de salida del inversor fotovoltaico SUN2000-215KTL-H0.	21
ANEXO O: CALCULO DE ASOCIACIÓN DE PANELES Y ARREGLO FOTOVOLTAICO.	23
Anexo O. 1: Asociación de paneles.....	24
Anexo O. 2: Arreglo fotovoltaico para los tres sistemas fotovoltaicos.....	30
ANEXO P: CONFIGURACIONES PARA ANALISIS DINAMICO A LARGO PLAZO.....	31
ANEXO Q: ESCENARIOS DE PARTIDA PARA LA APERTURA DE LOS RECONECTADORES EN DEMANDA MINIMA.	37
ANEXO R: CARACTERISTICAS DEL MOTOR SELECCIONADO PARA EL ESTUDIO.	38
ANEXO S: RESULTADOS DEL ANALISIS DINAMICO A LARGO PLAZO EN OPERACIÓN DE REGIMEN PERMANENTE.	39
ANEXO T: RESULTADOS DE LA ATENUACION DE VTCD EN ESCENARIOS DE DESCONEXIÓN DEL TRONCAL EN CONDICIONES DE DEMANDA MINIMA.....	43



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama unifilar del alimentador MES-05.	4
Figura 2: Perfil de tensión del alimentador MES-05 para el año 2029.	6
Figura 3: Mapa de densidad de carga del alimentador MES-05.	8
Figura 4: Configuración del alimentador MES-05 con generación distribuida.	9
Figura 5: Perfil de tensión con los RED conectados (en demanda máxima).	10
Figura 6: Pestañas de parámetros y verificaciones para Evaluación de impacto de los RED.	11
Figura 7: Ubicaciones de los reconectores, motores y RED.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 8: Perfiles de tensión en función del tiempo en cada PCC y en el último nodo del alimentador MES-05.	22
Figura 9: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29088 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).	23
Figura 10: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29089 y tras la compensación del fenómeno de VTCD.	24
Figura 11: Perfil de tensión en el instante de arranque del motor en zona de Infante Rivarola y tras la compensación del fenómeno de VTCD.	25
Figura 12: Perfil de tensión en el instante de arranque del motor en zona de Estancia don Chiquito y tras la compensación del fenómeno de VTCD.	26

FIGURAS DE ANEXO.

Figura A. 1: Registro de demanda del alimentador MES-05.	1
Figura B. 1: Modelo de curva de Irradiancia vs Tiempo utilizada.	1
Figura E. 1: Ejemplo de característica de tensión-potencia reactiva [1].	3
Figura F. 1: Configuración de control de TAP's fijo.	3
Figura F. 2: Configuración de control de TAP's automático.	4
Figura F. 3: Configuración del temporizador para las tomas del regulador de tensión.	5
Figura H. 1: Perfil de tensión a las 20:00 hs.	7
Figura H. 2: Perfil de tensión a las 17:00 hs.	8
Figura H. 3: Perfil de tensión en demanda mínima y sin RED.	8



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

Figura I. 1: Ubicaciones de los reconectores.....	9
Figura I. 2: Perfil de tensión ante la apertura del REC_29088.	9
Figura I. 3: Atenuación de la fluctuación de tensión ante la apertura del REC_29088.	10
Figura I. 4: Fluctuación de tensión ante la apertura del REC_29089.	10
Figura I. 5: Atenuación del perfil de tensión ante la apertura REC_29089.	11
Figura P. 1: Curva de carga.....	31
Figura P. 2: Parámetros de los paneles y la asociación de estas para La Patria.	32
Figura P. 3: Parámetros de la suma total de potencias de los inversores (La Patria).	32
Figura P. 4: Ajuste de curva dinámica y modelo de insolación.	33
Figura P. 5: Parámetros de la suma total de módulos y pestaña BESS.....	33
Figura P. 6: Parámetros de la suma de potencias de los inversores.	34
Figura P. 7: Control de Almacenamiento.....	34
Figura P. 8: Configuración de los activadores de tiempo de carga y descarga de los BESS.	35
Figura P. 9: Pestaña para configurar los parámetros de tiempo.	35
Figura P. 10: Pestaña para seleccionar las curvas de carga y de insolancia.....	36
Figura P. 11: Palabras clave para los BESS y sistemas fotovoltaicos.....	36
Figura P. 12: Palabras clave para las líneas áreas y cable.....	37
Figura Q. 1: Perfil de tensión para el escenario de partida en demanda mínima.	38
Figura R. 1: Características del motor seleccionado.	38
Figura R. 2: Característica Par-Velocidad del motor y de la carga.....	39
Figura S. 1: Demanda del alimentador MES-05 con y sin RED.....	39
Figura S. 2: Potencia activa generada por el sistema PV de La Patria.....	40
Figura S. 3: Potencia activa generada por el sistema PV de zona Estancia Don Chiquito.	40
Figura S. 4: Potencia activa generada por el sistema PV de Infante Rivarola.	40
Figura S. 5: Estado de carga del BESS ubicado en la zona La Patria.....	41
Figura S. 6: Estado de carga del BESS ubicado en la zona Estancia Don Chiquito.	41
Figura S. 7: Estado de carga del BESS ubicado en la zona de Infante Rivarola.....	41
Figura T. 1: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29088 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD (en demanda mínima).	43
Figura T. 2: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29089 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD.	44



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de flujo de carga de la cabecera alimentador MES-05 para el año 2029.	6
Tabla 2: Configuraciones Volt-VAR para el rendimiento operativo normal del RED Categoría B [1].....	7
Tabla 3: Potencia a suministrar por cada RED en el momento de alta demanda.	9
Tabla 4: Resumen de flujo de carga con y sin RED de la nueva configuración (año 2029).	10
Tabla 5: Cuadro estimativo de energía suministrada por cada BESS.	12
Tabla 6: Contribución necesaria del primer BESS para mitigar sobretensión debido a la apertura del reconectador REC_29088.	13
Tabla 7: Contribución necesaria del BESS para mitigar la sobretensión causada por la apertura del reconectador REC_29089.	13
Tabla 8: Capacidad y ratio de carga/descarga total de las cadenas de batería.	13
Tabla 9: Cantidad de inversores y potencia total de carga/descarga disponible para cada BESS.	14
Tabla 10: Tiempo de carga de los BESS en función de posibles valores de la potencia PV.	15
Tabla 11: Limite de cantidad de paneles.	16
Tabla 12: Sobredimensionado del arreglo fotovoltaico según la cantidad de paneles por inversor.	16
Tabla 13: Cantidad de Inversores Fotovoltaicos, Paneles y Potencia Nominal por Planta PV.	17
Tabla 14: Potencia de los transformadores para cada sistema PV y BESS.	17
Tabla 15: Configuración de parámetros del control Volt-VAR de los BESS.	18
Tabla 16: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador REC_29088 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).	23
Tabla 17: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador REC_29089 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).	24
Tabla 18: Potencia suministrada por los RED en el instante de arranque del motor y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).	25
Tabla 19: Potencia suministrada por los RED en el instante de arranque del motor y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).	26
Tabla 20: Costo de los componentes principales de cada ubicación.	29



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

TABLAS DE ANEXO.

Tabla F. 1: Configuración de la tensión de referencia y ancho de banda de los RT's.	4
Tabla G. 1: Reporte de tensión en régimen permanente.	5
Tabla G. 2: Reporte de variación de la tensión.	5
Tabla G. 3: Reporte de flujo de carga.	6
Tabla G. 4: Reporte de Carga térmica.	6
Tabla G. 5: Pérdidas eléctricas y gastos de explotación asociados.	6
Tabla H. 1: Resumen de flujo de carga en para las 20:00 hs.	6
Tabla H. 2: TAP's de los reguladores a las 20:00 hs.	7
Tabla H. 3: Potencia suministrada a las 20:00 hs.	7
Tabla H. 4: Resumen de flujo de carga en para las 17:00 hs.	7
Tabla H. 5: TAP's de los reguladores a las 17:00 hs.	7
Tabla H. 6: Potencia suministrada a las 17:00 hs.	7
Tabla H. 7: Resumen de flujo de carga en la cabecera del alimentador en demanda mínima y sin RED.	8
Tabla H. 8: Posición de los TAPs de los reguladores en baja demanda sin RED.	8
Tabla I. 1: Potencia suministrada por el RED de La Patria.	9
Tabla I. 2: Potencia a suministrar por los RED para atenuar la fluctuación de tensión.	10
Tabla O. 1: Datos de Temperatura Máxima y Mínima e Irradiancia Global Máxima.	23
Tabla O. 2: Datos STC del panel seleccionado.	23
Tabla O. 3: Datos de entrada del inversor SUN2000-215KTL-H0.	23
Tabla O. 4: Rango de paneles en serie en La Patria.	25
Tabla O. 5: Limite de cadenas en paralelo en La Patria.	26
Tabla O. 6: Rango de paneles en serie en zona Estancia Don Chiquito.	27
Tabla O. 7: Limite de cadenas en paralelo en zona Estancia Don Chiquito.	28
Tabla O. 8: Rango de paneles en serie en Infante Rivarola.	29
Tabla O. 9: Limite de cadenas en paralelo en Infante Rivarola.	30
Tabla O. 10: Resultado del caculo de sobredimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos.	30
Tabla P. 1: Datos ingresados para el modelado de curva de demanda.	31
Tabla S. 1: Despacho de carga de los sistemas PV+BESS.	42



MISIÓN: Formar profesionales excelentes con conocimientos científicos y tecnológicos, competentes, con sentidos crítico, ético y responsabilidad Social.

VISIÓN: Ser una Facultad líder, con excelencia en la formación de profesionales que contribuya al desarrollo del País.

Tabla T. 1: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador

REC_29088 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD (en demanda mínima).....43

Tabla T. 2: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador

REC_29089 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD.....44

INTRODUCCIÓN.

Mantener la tensión dentro de los límites tanto en operación de régimen como durante una contingencia eléctrica es fundamental para garantizar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica y prevenir daños en equipos instalados en la red de ANDE, así como de los clientes. Según [1], los operadores de Recursos Energéticos Distribuidos (RED) pueden participar activamente en la regulación de la tensión de la red. Una fuente convencional que puede ser utilizada es el generador síncrono con el cual se logra controlar la tensión de manera satisfactoria ante las perturbaciones de carga [2]. Considerando la Ley N° 6977, que fomenta el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) en el país, otra tecnología capaz de replicar la estabilización de la tensión proporcionada por los generadores síncronos es el generador inteligente PV + BESS de HUAWEI [3].

La ANDE, en colaboración con HUAWEI, evaluaron el uso de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento inteligente para apoyar a la red de Media Tensión que abastece al departamento de Alto Paraguay. El objetivo fue mantener niveles de tensión adecuados, tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia. A través de simulaciones cuasi estática, se evidenciaron que el perfil de tensión se mantiene dentro de los rangos de tolerancia, siempre y cuando se sigan las directrices recomendadas para la carga y descarga de los sistemas PV+BESS, así como para la parametrización adecuada de los equipos de regulación de tensión instalados sobre el mismo [4].

Ahora bien, la Subestación Mariscal Estigarribia (SE-MES) ubicada en la región occidental del Paraguay, afronta dificultades relevantes con su sistema de distribución en Media Tensión. Este sistema, compuesto por cinco alimentadores emergentes de la SE-MES, presentan perturbaciones relativas a variaciones del nivel de tensión en el nivel de Media Tensión que exceden el rango permitido de $\pm 5\%$ según el Reglamento de Media Tensión de ANDE y los límites indicados en las normativas de calidad aplicables. A pesar de la instalación de los equipos de regulación de tensión en los alimentadores, no ha sido posible atenuar la variación de tensión de corta duración. Estas variaciones, ocasionadas en alimentadores de gran extensión (más de 220 km), por el arranque de motores, despeje de fallas de los equipos de protección instalados, maniobras de bloques de cargas, y las provenientes del sistema de transmisión resultan inaceptables para los usuarios, especialmente para los regantes ubicados a lo largo del alimentador MES 05, los cuales contribuyen en un elevado porcentaje de la potencia total instalada sobre el mismo. Este inconveniente pone en riesgo los equipamientos eléctricos utilizados por los mismos y demás

clientes alojados sobre éste, retrasando y dificultando el desarrollo económico y social de la región [5].

Por otro lado, durante periodos de alta demanda, el suministro de energía eléctrica mediante el alimentador MES-05 no satisface los requerimientos mínimos de calidad, principalmente las relativas a niveles de tensión a lo largo de la extensión de este. Cabe señalar que según el Expediente [5], se prevé un aumento de potencia de 10,6 MW aproximadamente en los próximos cinco (5) años y en la zona de influencia de la **SE-MES**. Este crecimiento implicaría un considerable incremento en la demanda de energía, y si no se invierte oportunamente en infraestructuras de refuerzo de los sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica, podría desencadenar en una crisis grave, afectando significativamente la economía en la región.

Por otro lado, en el Plan Maestro Vigente de la ANDE, no está prevista a corto plazo la construcción de una nueva subestación eléctrica, ni refuerzo de líneas de transmisión, o nuevas fuentes de generación de energía eléctrica. Atendiendo la variación de tensión en régimen permanente del alimentador MES-05 y el crecimiento vegetativo en la zona, a corto plazo serán requeridos de algún tipo de inyección de potencia en la zona.

Teniendo en cuenta las perturbaciones de variación de tensión de corta duración y las limitaciones de los reguladores de tensión para atenuar estos efectos, así como la previsión de crecimiento de la demanda y los inconvenientes de variación de tensión en régimen permanente, se consideró una alternativa para abordar los problemas planteados que aproveche el potencial de energía solar de la zona del Departamento de Boquerón.

Con este trabajo se buscó mitigar estos problemas mediante la implementación de sistemas de generación distribuida, consistente en Parques Solares Fotovoltaicos con Sistemas de Almacenamientos de Energía Inteligentes, conectados en puntos estratégicos a lo largo del alimentador MES 05, en atención a criterios de abastecimiento de energía eléctrica con perfil de tensión dentro de los límites de tolerancia y el control de las variaciones de tensión de corta duración y de régimen permanente. La factibilidad técnica de esta solución enmarcada en el alcance de este proyecto, con fines de atender el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad de la energía, beneficiando así las principales actividades económicas de la región como las agrícolas y ganaderas. Esta solución permitiría a la empresa distribuidora ANDE mejorar la calidad de su producto, aumentar la venta de la energía eléctrica en la región y en atención a su responsabilidad socioambiental.

Objetivos.

Objetivo General.

Proponer la implementación de parque fotovoltaico con sistema de almacenamiento inteligente para mitigar las variaciones de tensión de corta duración, y satisfacer los requerimientos de calidad energética a mediano plazo del alimentador MES-05 de la SE-MES.

Objetivos Específicos.

- Definir criterios para el control de tensión en la red a través de la planta fotovoltaica y el sistema de almacenamiento, en conformidad a normas técnicas.
- Establecer la ubicación óptima y la contribución de potencia de la planta solar fotovoltaica y el sistema de almacenamiento para mantener niveles de tensión óptimos a mediano plazo.
- Dimensionar los componentes principales y determinar la capacidad óptima de los recursos energéticos distribuidos, además de evaluar diversos escenarios de operación y carga.
- Evaluar el perfil de tensión en los diferentes escenarios y estimar los costos de los componentes principales de la mejor alternativa de solución.

METODOLOGÍA

1. Base de datos y recolección de datos.

1.1. Software utilizado.

Para la realización de este trabajo se utilizó el software Cymdist 9.0, revisión 4, desarrollado por la compañía de gestión de energía EATON, el cual es una versión paga. Este software es una herramienta utilizada para analizar y gestionar redes de distribución eléctrica. Su objetivo principal es facilitar estudios detallados de sistemas eléctricos para optimizar su operación y planificación. Este software contiene varias funcionalidades incorporadas para realizar análisis de carga y simular el comportamiento de la red de distribución ante distintos escenarios de flujo de carga. Además, cuenta con diversas funciones para el planteamiento, operación y análisis de la incorporación de la generación distribuida en la red de distribución [6].

La Administración Nacional de Electricidad utiliza Cymdist 9.0 para llevar a cabo estudios de regulación de tensión en las líneas de media tensión, lo que ha facilitado la obtención de los esquemas actuales de los alimentadores y las bases de datos de los equipos utilizados.

1.2. Relevamiento de diagrama unifilar del alimentador MES-05.

En esta etapa se realizó el levantamiento de los datos técnicos del alimentador MES-05 que cuenta con 223,5 km de troncal principal (119,8 km de conductor desnudo de 150 mm², 0,4 km de línea protegida de 185 mm² y 103,3 km de conductor desnudo de 70 mm²), totalizando con las derivaciones, acometidas y líneas internas de los clientes 424 km de líneas trifásicas y 186 km de líneas monofásicas aproximadamente. En la Figura 1 se muestra el diagrama unifilar del alimentador, donde, entre otras se puede observar que cuenta con tres bancos de reguladores de tensión, uno de ellos de 200 A y los otros dos de 100 A cada uno, dos Bancos de Capacitores de 100 kVAr/pf cada uno. La Sección de Normalización de Equipos de Distribución (DD/NEM1) de la ANDE proveyó la base de datos a ser utilizado en el software CYMDIST 9.0.

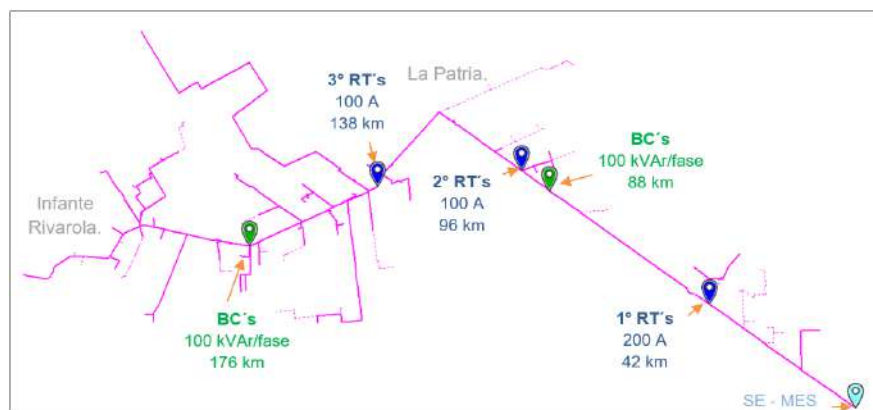


Figura 1: Diagrama unifilar del alimentador MES-05.

1.3. Demanda del alimentador MES-05.

Para la realización de este trabajo, fue fundamental disponer de un registro actualizado de la demanda, lo cual permitió una mayor precisión en las simulaciones de flujo de carga. Es importante mencionar que, cuando el DD/NEM1 llevó a cabo el estudio para mejorar el perfil de tensión, la demanda máxima era de aproximadamente 112 A, registrada en agosto de 2023. Sin embargo, una vez finalizadas las obras propuestas por el DD/NEM1, la demanda aumentó significativamente. Esto se debe a que el alimentador en estudio tiene una carga reprimida considerable; es decir, hay usuarios que solo operan sus máquinas cuando la tensión está dentro de valores aceptables. Por lo tanto, cuando la tensión se encuentra dentro de los rangos admisibles, la demanda tiende a aumentar. En el **ANEXO A** se puede observar la lectura de la demanda máxima en la cabecera del alimentador MES-05, tomada en intervalos de 15 minutos desde el 1 de marzo hasta el 5 de abril de 2024. Estos datos fueron tomados de los registros del sistema SCADA de la ANDE, y de los mismos se puede notar el aumento significativo de la demanda, así como la particularidad del horario de registro de las demandas máximas, que en este caso ocurre de madrugada.

1.4. Irradiancia Solar.

Un parámetro importante para el estudio de la generación de energía mediante paneles solares es la Irradiancia Solar. La energía de la radiación solar que se recibe en una superficie determinada en un instante dado se conoce como irradiancia, y se mide en unidades de vatios (*watts*) por metro cuadrado (m^2). Para las ubicaciones seleccionadas, a ser detalladas en los capítulos siguientes, las irradiancias globales máximas obtenidas en las localidades de La Patria, zona Estancia Don Chiquito y en Mayor Infante Rivarola fueron de 1123,52 W/m^2 , 1124,16 W/m^2 y 1124,03 W/m^2 , respectivamente. Estos datos fueron obtenidos de estudios anteriores realizados por investigadores del Parque Tecnológico de Itaipú [7], donde entre otras cosas se pueden consultar parámetros como radiación global máxima, insolación global máxima, energía solar media anual acumulada, energía solar media diaria anual y energía solar media mensual en todo el territorio paraguayo.

Se puede observar que los valores de irradiancia solar en los puntos de estudio son muy similares; por ello, se optó por crear un modelo de curva de irradiancia común para las tres ubicaciones, con el objetivo de realizar un análisis dinámico a largo plazo utilizando el software Cymdist. En el **ANEXO B** se expone la curva de irradiancia y se detallan los criterios a seguir para su modelado.

2. Crecimiento de carga a mediano plazo.

Según la Proyección de Mercado de la ANDE (ver **ANEXO C**), en el escenario de PIB Medio, el crecimiento vegetativo de la demanda se estima con un factor anual del 6.6% para el período 2019-2030. Para realizar el análisis de crecimiento de carga del alimentador MES 05 fue utilizado este valor, y se tomó como punto de partida registros de demandas correspondientes al pico de demanda

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA VARIACION DE TENSION DE CORTA DURACION Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

del alimentador, coincidente con los periodos de cultivo y poca lluvia de la zona. Para los análisis temporales se caracterizó una curva de carga típica del alimentador, con demanda máxima de 130 A y demanda mínima de 80 A.

Para llevar a cabo estos análisis, primero se ingresaron los parámetros necesarios en el cuadro de diálogo "Análisis de distribución de carga" del simulador utilizado, en donde se estableció una potencia de distribución de 5300 kVA con un factor de potencia de 0.95 para el alimentador. El método de distribución utilizado fue el de "Capacidad conectada (kVA)".

Seguidamente se cargaron los parámetros necesarios en el cuadro de diálogos "Análisis de flujo de carga", se fijó una tolerancia de 0,1% con 100 iteraciones para obtener resultados más precisos, el análisis fue realizado por el método Newton-Raphson-Desequilibrado [6], luego se utilizó el módulo de "Crecimiento de Carga", teniendo en cuenta el crecimiento anual del 6.6% y proyectado hasta el año 2029.

Después de ejecutar el crecimiento de carga, se llevó a cabo otro análisis de flujo de carga para evaluar el aumento de la demanda y el perfil de tensión estimado para el año 2029. En la Tabla 1 se muestra el incremento de la demanda, mientras que en la Figura 2 se presenta el perfil de tensión esperado para ese año, en donde la demanda promedio aumentó a 150 A y la tensión mínima a aproximadamente a 16 kV, lo cual indica que, a mediano plazo, el sistema no podrá cumplir con los requisitos mínimos de calidad energética.

Tabla 1: Resumen de flujo de carga de la cabecera alimentador MES-05 para el año 2029.

Nombre de red	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia (%).		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
MES-05	5550	2522	6096	149.3	149.4	150.6	91.33	90.56	91.23



Figura 2: Perfil de tensión del alimentador MES-05 para el año 2029.

3. Criterio para el control de tensión de la red por medio de RED.

Para este trabajo se utilizó como referencia técnica la estándar IEEE 1547 para la interconexión e interoperabilidad de recursos energéticos distribuidos (RED) con interfaces de sistemas de energía eléctrica asociados [1]. Esta norma establece requisitos relativos al rendimiento, operación,

pruebas, seguridad y mantenimiento de la interconexión de Recursos Energéticos Distribuidos.

Para establecer los criterios de control de tensión de la red utilizando RED, en primer término, se designó la categoría de desempeño correspondiente a la fuente de generación. Considerando que la fuente propuesta en este trabajo se caracteriza por su variabilidad inherente en la producción de energía y, en este caso particular, la penetración agregada es alta, se concluye que la categoría de desempeño más adecuada es la **Categoría B**. Los criterios de asignación recomendados por la norma se detallan en el **ANEXO D**. A continuación, se presentan los requisitos mínimos de control de tensión:

3.1. Control de tensión y potencia reactiva.

En general, la norma establece que los RED deben proporcionar capacidades de control en varios modos, tales como: modo de factor de potencia constante, modo voltaje-potencia reactiva, modo potencia activa-potencia reactiva y modo de potencia reactiva constante. Ahora bien, este trabajo se centra en el control de la variación de tensión; por ello, nos enfocaremos en el control voltaje-potencia reactiva (Volt-VAr).

Para el control Volt-VAr, el RED controlará activamente su salida de potencia reactiva en función del voltaje siguiendo una característica lineal por partes de voltaje-potencia reactiva. En el **ANEXO E** se muestra un ejemplo de característica de tensión-potencia reactiva. Ahora bien, la característica de voltaje-potencia reactiva se configurará de acuerdo con los valores de parámetros predeterminados especificados en la Tabla 2:

Tabla 2: Configuraciones Volt-VAr para el rendimiento operativo normal del RED Categoría B [1].

Parámetros de Volt-Var.	Configuraciones por defecto.	Rangos de configuraciones permitidas.	
		Mínimo.	Máximo.
V_{Ref}	V_N	$0.95 V_N$	$1.05 V_N$
V_2	$V_{Ref} - 0.02 V_N$	$V_{Ref} - 0.03 V_N$	V_{Ref}
Q_2	0	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, absorción.	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, inyección.
V_3	$V_{Ref} + 0.02 V_N$	V_{Ref}	$V_{Ref} + 0.03 V_N$
Q_3	0	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, absorción.	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, inyección.
V_1	$V_{Ref} - 0.08 V_N$	$V_{Ref} - 0.18 V_N$	$V_{Ref} - 0.02 V_N$
Q_1	44% de la capacidad nominal de potencia aparente, inyección.	0	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, inyección.
V_4	$V_{Ref} + 0.08 V_N$	$V_{Ref} + 0.02 V_N$	$V_{Ref} + 0.18 V_N$
Q_4	44% de la capacidad nominal de potencia aparente, absorción.	100% de la capacidad de potencia reactiva nominal, absorción.	0

4. Determinación de la ubicación y potencia a suministrar por los RED a mediano plazo.

Debido a la subtensión observada en el perfil de tensión presentado en la Figura 2 y considerando la gran extensión del alimentador MES-05, se tomaron en cuenta tres criterios para determinar las ubicaciones de las fuentes de generación distribuida: la densidad de carga, la optimización del perfil de tensión y el impacto de la instalación de los RED en el alimentador. A continuación, se analizarán estos criterios.

4.1. Densidad de carga del alimentador MES-05.

El alimentador MES-05 tiene la particularidad de tener la mayoría de los usuarios ubicados entre las localidades de La Patria y Mayor Infante Rivarola, aproximadamente a 120 km y 220 km de la SE-MES respectivamente. Entre estos usuarios se encuentran aquellos con las potencias instaladas encuadradas dentro de las denominadas Grandes Clientes. En la Figura 3 se puede observar un mapa de la densidad de carga del alimentador.

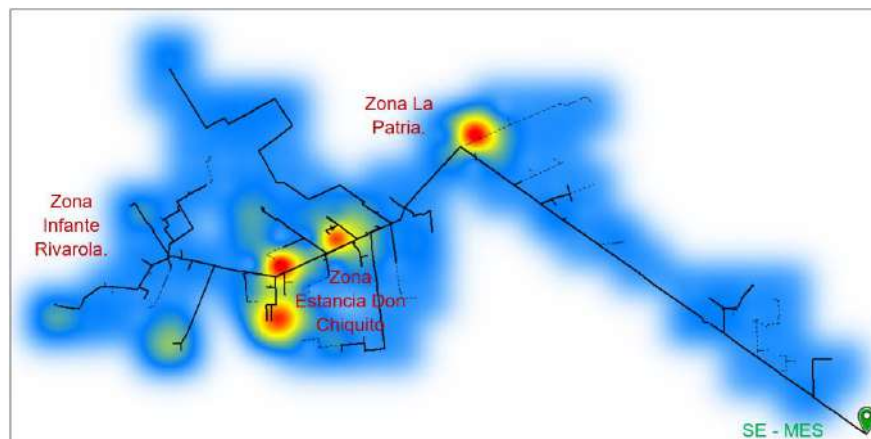


Figura 3: Mapa de densidad de carga del alimentador MES-05.

Considerando lo mencionado y las zonas con mayor densidad de carga, se establecieron las ubicaciones, cantidad y capacidades probables para las fuentes de generación distribuida.

4.2. Optimización del perfil de tensión.

Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio en términos de niveles de tensión, se realizaron varios estudios de flujo de carga para determinar la potencia que cada RED debe suministrar y así optimizar los niveles de tensión dentro del rango permitido de $\pm 5\%$ [8]. Para la realización del análisis de flujo de carga, se utilizó como escenario base el estudio realizado en el capítulo 2 con la proyección de demanda máxima a mediano plazo en conformidad con el crecimiento previsto para la zona. La fuente de energía utilizada para los estudios fue el “generador con acoplamiento electrónico”. El software Cymdist permite modificar los parámetros de potencia activa y reactiva de estos generadores, facilitando así el estudio de flujo de carga bajo diferentes valores de potencia suministrada por cada generador. Estos generadores fueron añadidos a la red en distintas ubicaciones para los RED, atendiendo el rango de variación de la tensión.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA VARIACION DE TENSION DE CORTA DURACION Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Ahora bien, las ubicaciones de los RED han condicionado la ubicación de los reguladores de tensión instalados sobre el alimentador, de tal forma que se reubicaron los mismos con el objetivo de mejorar la regulación de tensión en régimen permanente. Luego se configuraron los TAP de las tomas de los reguladores cuya configuración se detalla en el **Anexo F. 1**.

Por otro lado, con la finalidad de compensar los reactivos y aumentar el factor de potencia promedio en la cabecera de 0.91 (mostrada en la Tabla 1) a 0.96, así como evitar que los RED suministren una cantidad excesiva de potencia reactiva al momento de utilizar el control Volt-Var, priorizando así el suministro de potencia activa durante la operación en régimen permanente, se trasladó el primer Banco de Capacitores (BC) fijo de 100 kVAr/FASE y se instaló un nuevo Banco de Capacitores fijo de 200 kVAr/FASE.

Finalmente, en la Figura 4 se expone las ubicaciones de las fuentes de generación distribuidas, los reguladores de tensión y los bancos de capacitores, basados en los criterios descritos:

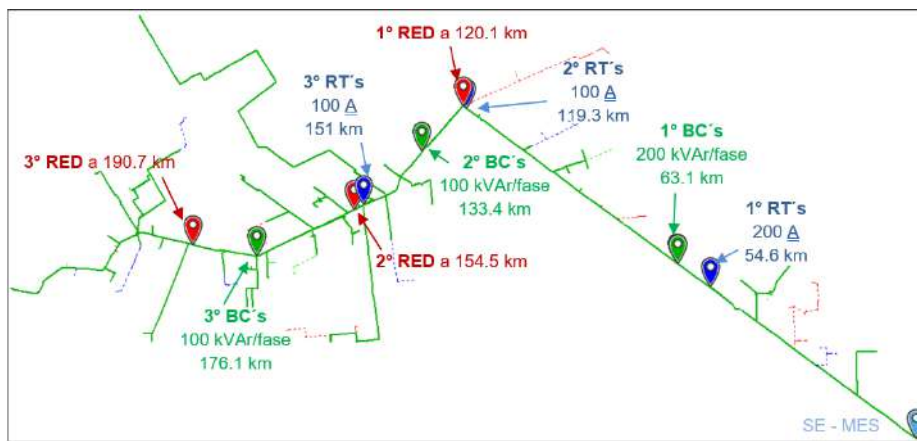


Figura 4: Configuración del alimentador MES-05 con generación distribuida.

Después de realizar diversos análisis de flujo de carga, se determinó que, para mejorar los niveles de tensión en la mayoría de los tramos, en régimen permanente y demanda máxima estimada, cada fuente de generación distribuida debería suministrar potencia según lo indicado en la Tabla 3. El perfil de tensión se puede observar en la Figura 5.

Tabla 3: Potencia a suministrar por cada RED en el momento de alta demanda.

1° RED		2° RED		3° RED	
kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
780	250	830	300	900	150

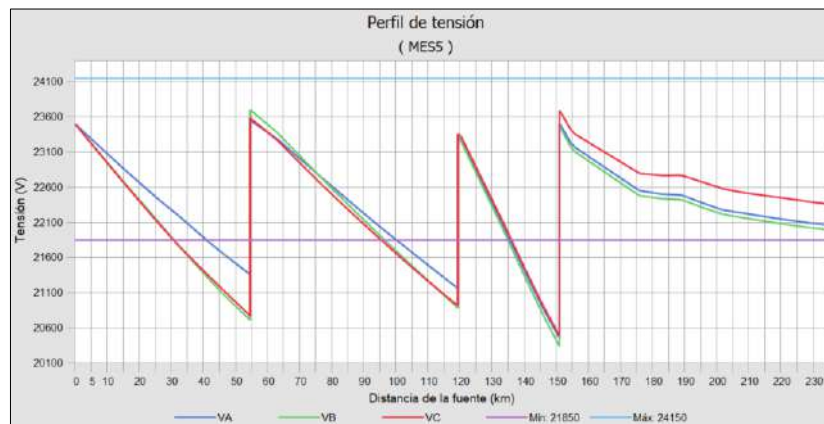


Figura 5: Perfil de tensión con los RED conectados (en demanda máxima).

El resumen del flujo de carga con la nueva configuración, tanto con los RED instalados como sin ellos, se presenta en la Tabla 4:

Tabla 4: Resumen de flujo de carga con y sin RED de la nueva configuración (año 2029).

Condición	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia (%).		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
Con RED	3953	218	3959	96.0	96.9	99.5	99.8	99.7	99.7
Sin RED	5415	2073	5798	141.4	140.1	149.0	93.58	93.33	93.25

4.3. Evaluación del impacto de los RED.

Se realizó un análisis del impacto de los Recursos Energéticos Distribuidos (RED) para evaluar la respuesta del sistema considerado al agregar las tres fuentes de generación distribuida en la red. Este análisis permite visualizar el nodo con la mayor variación de tensión en régimen permanente, comparar la variación de tensión con los RED inyectando el 100% de la potencia y cuando están desactivados, y observar si los RED instalados producen flujo inverso en los reguladores de tensión y en la subestación. Asimismo, permite identificar si algún dispositivo instalado en la red excede sus límites de carga.

Se configuró el análisis como se muestra en la Figura 6, en la pestaña de parámetros se seleccionó el caso de estudio para una demanda máxima y se seleccionaron los tres generadores para el estudio. Se estableció que la contribución máxima de los RED sea del 100% (es decir la potencia mostrada en la Tabla 3) y la contribución mínima sea del 0% (desactivados). En la pestaña de verificaciones se seleccionaron la tensión en régimen permanente, variación de tensión, carga térmica y flujo de carga. En la pestaña salida se seleccionó para elaborar un reporte sumario de los resultados del análisis.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA VARIACION DE TENSION DE CORTA DURACION Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

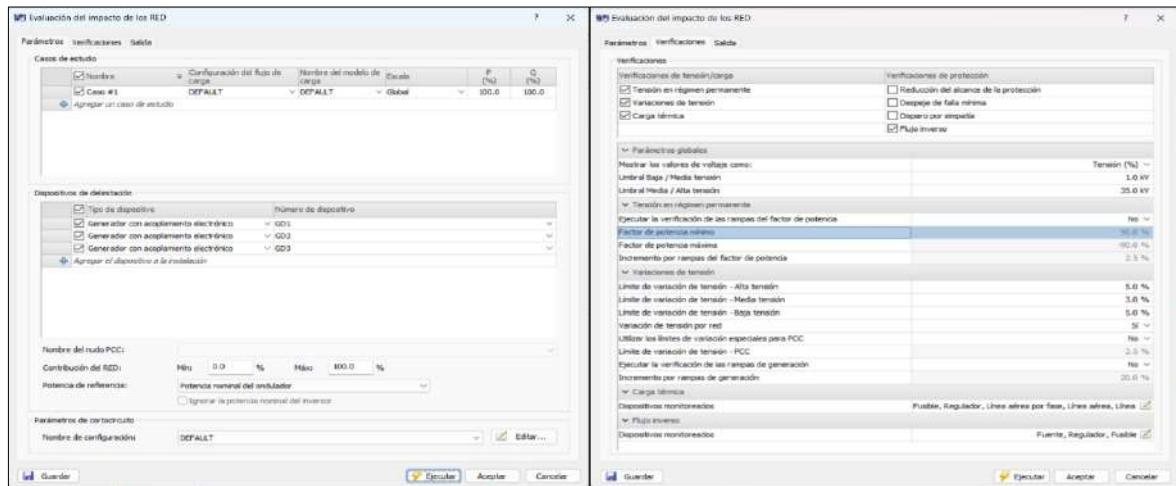


Figura 6: Pestañas de parámetros y verificaciones para Evaluación de impacto de los RED.

En el **ANEXO G** se puede observar el reporte sumario de los resultados obtenidos de la evaluación del impacto de los RED. En la Tabla G. 1 se observa que la tensión mínima en régimen permanente del último nodo del alimentador se encuentra dentro de los rangos permitidos con la incorporación de los RED. En la Tabla G. 2 se observa que la mayor variación de tensión ocurre en el punto de conexión común (PCC) entre el alimentador y la tercera fuente de generación distribuida, y se detalla cómo varía la tensión cuando la contribución de los RED pasa de máximo a mínimo y viceversa. En la Tabla G. 3 se demuestra que no existe flujo inverso en ninguno de los reguladores de tensión ni en la subestación. En la Tabla G. 4 se puede verificar que, sin los RED, el segundo regulador de tensión experimenta una sobrecarga de su capacidad nominal (100 A), del 117% en promedio, mientras que la incorporación de los RED elimina esta sobrecarga. Finalmente, en la Tabla G. 5 se muestra una reducción en las pérdidas eléctricas, junto con un ahorro anual en los gastos de explotación de 276,749 \$/año.

Luego de la verificación, con los criterios descritos con anterioridad, la primera fuente de generación distribuida finalmente queda ubicada en la comunidad de La Patria, con coordenadas GPS de latitud 21°21'11.32"S y longitud 61°31'10.13"O, a una distancia de 120.1 km de la SE-MES. La siguiente queda ubicada en los alrededores de la Estancia Don Chiquito, con coordenadas GPS de latitud 21°32'40.33"S y longitud 61°44'58.05"O, a una distancia de 154.5 km de la SE-MES. Asimismo, se estableció un RED en la Zona de Mayor Infante Rivarola, con coordenadas GPS de latitud 21°36'3.51"S y longitud 62°4'48.49"O, a una distancia eléctrica de 190.7 km de la SE-MES.

Finalmente, se concluye que la solución propuesta mejora los niveles de tensión del alimentador en estudio, disminuye las pérdidas eléctricas, disminuye los gastos de explotación asociados, eliminan las sobrecargas de los equipos de regulación, reduciendo los riesgos asociados a la operación de líneas de gran extensión con reguladores de tensión en cascada.

5. Dimensionamiento de componentes principales.

En este trabajo, se propone la solución Smart PV & ESS de Huawei, ya que su tecnología de restablecimiento de voltaje permite una rápida respuesta de energía reactiva durante la resolución de fallas. Los componentes principales para esta solución se encuentran detallados en el diagrama del **ANEXO J**. A continuación, se presenta el dimensionamiento de los componentes principales:

5.1. Sistema de almacenamiento de energía (BESS).

5.1.1. Contenedor de módulos de batería.

Para dimensionar la cadena de baterías, es esencial considerar dos parámetros clave: la capacidad de almacenamiento y la tasa de carga/descarga. Dado que el alimentador MES-05 tiene la característica particular de que la demanda máxima se presenta en horas de la madrugada y, considerando que el BESS es la única fuente de energía disponible en ese momento, es crucial dimensionar adecuadamente la capacidad de almacenamiento para evitar el agotamiento de la energía. Según el registro de la demanda, esta suele aumentar significativamente alrededor de las 20:00 hs y disminuir considerablemente a partir de las 05:00 hs. Por ello, se ha estimado que, en el caso más extremo, los BESS transferirán potencia de manera continua durante unas 10 hs.

Para calcular la energía que cada BESS debe suministrar durante 10 horas, se realizaron estudios de flujo de carga considerando las demandas entre las 20:00 y las 05:00 horas, con el fin de determinar las potencias que se suministran en esas horas. Los detalles de estos estudios se encuentran en el **ANEXO H**. Además, se tomó en cuenta el estudio de demanda máxima presentado en el capítulo anterior, donde se especifica la potencia suministrada por cada RED, como se muestra en la Tabla 4. Posteriormente, se elaboró un cuadro estimativo de la energía suministrada por cada RED, y asumiendo que la demanda máxima ocurre a las 02:00 hs de la madrugada. A continuación, en la Tabla 5 se puede observar el siguiente cuadro:

Tabla 5: Cuadro estimativo de energía suministrada por cada BESS.

Hora	1° BESS (kWh)	2° BESS (kWh)	3° BESS (kWh)
20:00	200	250	300
21:00	200	250	300
22:00	250	300	350
23:00	280	350	450
00:00	390	600	600
01:00	550	700	750
02:00	800	840	900
03:00	480	720	690
04:00	380	600	400
05:00	200	250	250
Total	3730	4860	4990

Considerando la Tabla 5 se concluye que la capacidad de almacenamiento de las fuentes instaladas en La Patria, Don Chiquito e Infante Rivarola deben ser mayor que 3730 kWh, 4860 kWh y 4990 kWh respectivamente.

Por otro lado, para determinar la tasa de carga/descarga de los RED, se realizaron estudios de flujo de carga para escenarios de operación con desconexión de troncal en demanda máxima. El objetivo fue determinar cuánta potencia reactiva necesitarán los RED para mitigar la fluctuación de tensión. Para simular los despejes de carga, se dieron la apertura en los reconectores REC_29088 y REC_29089, ubicados en La Patria, a 121.1 km de la SE-MES, y en la zona de Infante Rivarola, a 176.1 km, respectivamente. Los detalles de este estudio están disponibles en el **ANEXO I**. En el **Anexo I. 1**, se observa que, para mitigar la sobretensión de 32 kV debido a la apertura del REC_29088, el sistema de baterías debe de inyectar potencia, como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6: Contribución necesaria del primer BESS para mitigar sobretensión debido a la apertura del reconector REC_29088.

RED zona La Patria	
kW	kVAr
-720	-1975

En el **Anexo I. 2** se observa que para atenuar la sobretensión de 25 kV debido a la apertura del REC_29089 el sistema de baterías debe inyectar potencia como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7: Contribución necesaria del BESS para mitigar la sobretensión causada por la apertura del reconector REC_29089.

RED La Patria.		RED zona Estancia Don Chiquito	
kW	kVAr	kW	kVAr
780	200	830	220

Considerando los estudios realizados y viendo las ofertas comerciales para la solución propuesta, se optó por el sistema de almacenamiento inteligente LUNA2000-2.0MWH Series de la marca Huawei consistente en un contenedor con 126 módulos de batería de litio fierro fosfato (LFP) con capacidad de almacenamiento de 2.0MWh y ratio de carga/descarga (C/D) de hasta 2 MW, cuya ficha técnica se puede observar en el **ANEXO K**. Dicho sistema será conectado en paralelo para lograr el almacenamiento y la tasa de carga/descarga requerida para cada RED como se puede observar en la Tabla 8:

Tabla 8: Capacidad y ratio de carga/descarga total de las cadenas de batería.

Fuente.	Modelo.	Capacidad (MWh) p/u	Tasa de C/D (kW) p/u	Cantidad	Capacidad total (MWh)	Tasa de C/D total (kW)
1° RED	LUNA2000-2.0MWh-2H1	2.032	1016	2	4.064	2032
2° RED	LUNA2000-2.0MWh-4H1	2.032	508	3	6.096	1524
3° RED	LUNA2000-2.0MWh-4H1	2.032	508	3	6.096	1524

5.1.2. Inversor rectificador.

El inversor rectificador es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) almacenada en corriente alterna (CA) y, a su vez, transforma la corriente alterna en corriente continua. Esta función permite gestionar de manera eficiente la carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía. Para este trabajo se seleccionó el inversor inteligente PCS LUNA2000-200KTL-H1, cuya ficha técnica y curva característica se puede consultar en el **ANEXO L**.

Ahora bien, mediante la ecuación (1.0), se determinó la cantidad máxima de inversores para lograr la tasa de descarga de cada sistema de almacenamiento mostrado previamente en la Tabla 8.

$$N_{inv} \leq \frac{P_{tasa(Bateria)}}{P_{inv(Inversor)}} \quad (1.0)$$

$N_{inv} \leq 10.16$ (La Patria) ; $N_{inv} \leq 7.62$ (Don Chiquito) ; $N_{inv} \leq 7.62$ (Infante Rivarola)

Considerando la contribución necesaria de potencia reactiva ante un despeje de carga, como se muestra en la Tabla 6, y dado que los inversores fotovoltaicos también aportarán al suministro de potencia reactiva, se ha determinado que la cantidad adecuada de inversores para el BESS en La Patria es de 8. Por otro lado, en las zonas de Don Chiquito e Infante Rivarola no se requieren altos ratios de descarga en comparación con La Patria; sin embargo, estas zonas cuentan con una mayor capacidad de almacenamiento, por lo que se ha decidido optar por 7 inversores para aprovechar al máximo la tasa de carga disponible. Finalmente, la cantidad de inversores y, por ende, la tasa total de carga/descarga disponible para cada BESS se puede observar en la Tabla 9:

Tabla 9: Cantidad de inversores y potencia total de carga/descarga disponible para cada BESS.

Ubicación	Modelo	Cantidad	Potencia nominal Carga/Descarga (kW) del BESS.
BESS La Patria	LUNA2000-200KTL-H1	8	1600
BESS Don Chiquito	LUNA2000-200KTL-H1	7	1400
BESS Infante Rivarola	LUNA2000-200KTL-H1	7	1400

5.2. Sistema fotovoltaico.

5.2.1. Determinación de la potencia para el sistema fotovoltaico.

Para determinar las potencias de cada planta fotovoltaica, se consideró que estas puedan cargar por completo los sistemas de almacenamiento (BESS) durante los momentos de alta radiación solar del día que, según los datos de la NASA, la radiación solar en las zonas estudiadas es mayor entre las 10:00 y las 15:00 horas. En este periodo, idealmente, los paneles deberían ser capaces de completar la carga de los BESS. Por otra parte, los registros muestran que la baja demanda a menudo coincide con el tiempo de mayor radiación solar. En el **Anexo H. 3** se presenta un estudio de flujo de carga sin el suministro de potencia de los RED durante la baja demanda. En dicho estudio se evaluó el perfil de tensión y, según los resultados, los niveles de tensión de la troncal están mayormente dentro de los límites admisibles. Se concluye que toda la energía generada por el sistema fotovoltaico durante la baja demanda puede ser absorbida por el BESS sin necesidad de suministrar potencia reactiva a la red de distribución para controlar los niveles de tensión.

Por otro lado, se tuvo en cuenta que los sistemas de almacenamiento tienen una profundidad de descarga (DoD) máxima del 80% para prolongar su vida útil y optimizar su rendimiento [9]. Esto significa que del 100% de la energía almacenada, solo el 80% puede descargar, conforme a recomendaciones del fabricante.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas y usando como referencia el ratio de carga/descarga mostrada en la Tabla 9 para los posibles valores de potencia de los sistemas fotovoltaicos, se calculó el tiempo de carga completa de los BESS para cada valor posible como se muestra en la Tabla 10:

Tabla 10: Tiempo de carga de los BESS en función de posibles valores de la potencia PV.

DoD _{80%} del BESS (kWh)	La Patria.		Don Chiquito.			Infante Rivarola.		
	Potencia PV (kW)	Tiempo de carga (h)	DoD _{80%} del BESS (kWh)	Potencia PV (kW)	Tiempo de carga (h)	DoD _{80%} del BESS (kWh)	Potencia PV (kW)	Tiempo de carga (h)
3200	1600	02:00	4800	1400	03:25	4800	1400	03:25
	1400	02:16		1200	04:00		1200	04:00
	1200	02:40		1000	04:48		1000	04:48
	1000	03:12		800	06:00		800	06:00

Tras evaluar los tiempos de carga presentados en la Tabla 10, y con el objetivo de reducir la inversión en materiales, así como asegurar que la carga completa se realice como máximo en 4 horas, se determinó que la potencia de los sistemas fotovoltaicos debe ser de 1000 kW en La Patria, 1200 kW en la zona de estancia Don Chiquito y 1200 kW en Infante Rivarola.

5.2.2. Selección de componentes fotovoltaicos.

5.2.2.1. Selección del módulo solar fotovoltaico (Panel solar).

Para la selección del panel solar, se consideraron varios factores: la relación precio/vatio, la vida útil, la eficiencia y los parámetros técnicos. Tras comparar las ofertas comerciales disponibles, se optó por el panel del fabricante Canadian Solar, modelo KuPower HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE CS3K 325 MS, de celda partida y monocristalino, con un precio CIF+IVA de \$0.245 USD/Wp. Las características técnicas del panel se pueden observar en el **ANEXO M**.

5.2.2.2. Selección del Inversor Fotovoltaico.

Dado la solución propuesta en este trabajo, se seleccionó el inversor de cadena inteligente SUN2000-215KTL-H0 de la marca Huawei cuya ficha técnica y curva de capacidad se exponen en el **ANEXO N**.

5.2.3. Asociación de paneles.

Para determinar la cantidad de paneles en serie y cadenas en paralelo se recopilaron los datos necesarios para el cálculo. En primer lugar, se obtuvieron los datos meteorológicos de temperatura máxima y mínima mensuales de las ubicaciones a partir de los registros de la NASA. Además, del atlas del potencial solar del parque tecnológico de Itaipu [7], se obtuvieron datos sobre la irradiancia global máxima de cada ubicación. Seguidamente fueron utilizados los datos de la ficha técnica del panel y del inversor.

Con los datos obtenidos, se calcularon las temperaturas máximas y mínimas de operación de los paneles solares, lo que permitió determinar la corriente de cortocircuito máxima, la tensión de

circuito abierto máxima y las tensiones de máxima potencia (máximas y mínimas). A partir de estos cálculos, se establecieron los rangos permitidos para la cantidad de paneles conectados en serie y en paralelo, asegurando que la tensión y la corriente de entrada al inversor se mantuvieran dentro del rango admisible. Cabe destacar que los resultados de estos cálculos son consistentes para las tres ubicaciones, ya que presentan condiciones similares de temperatura e irradiancia, además de utilizar los mismos paneles e inversores. Los límites para la configuración de los paneles en serie y paralelo se detallan en la Tabla 11.

Tabla 11: Limite de cantidad de paneles.

La Patria – Don Chiquito – Infante Rivarola.	
En serie	En paralelo
$18 \leq N_s \leq 35$	$N_{p,max} \leq 26$

El desarrollo del cálculo de paneles en serie y en paralelo puede verse en el **Anexo O. 1**.

5.2.4. Arreglo fotovoltaico.

Dado que la potencia entregada por el arreglo fotovoltaico varía con las condiciones meteorológicas, esto afecta al inversor, llevándolo a operar en diferentes zonas de su curva de eficiencia. Por lo tanto, se consideró la relación entre la potencia máxima del arreglo fotovoltaico en condición de prueba estándar (P_g) y la potencia nominal del inversor (P_{INV}), expresada como P_g/P_{INV} . Al aumentar esta relación de potencias, se incrementa la probabilidad de que el inversor opere con mayor frecuencia en su zona de mayor eficiencia [10]. En la Tabla 12 se expone la cantidad paneles en serie y cadenas en paralelo para diversos arreglos, con el sobredimensionado correspondiente:

Tabla 12: Sobredimensionado del arreglo fotovoltaico según la cantidad de paneles por inversor.

La Patria. – Don Chiquito. – Infante Rivarola.				
Ns	Np	Paneles p/inversor	P_g (Wp)	$(P_g/P_{INV}-1)$ %
32	26	832	270.64	25.87
33	26	858	279.09	29.80
34	25	850	276.49	28.61
35	25	875	284.62	32.38
35	24	840	273.24	27.08
34	24	816	265.43	23.45
33	23	759	246.89	14.83
32	23	736	239.41	11.35

Analizando los resultados del cálculo y considerando que se necesitan tres cadenas para alcanzar la corriente máxima por Maximum Power Point Tracker (MPPT), y que la tensión se encuentre dentro del rango operativo, se determinó que la mejor alternativa corresponde a 34 paneles en serie por rama y 24 ramas en paralelo por inversor, totalizando 816 paneles por inversor y logrando un sobredimensionado del **23.45 %**.

En la Tabla 13 se presenta la cantidad de inversores y paneles necesarios para cada ubicación:

Tabla 13: Cantidad de Inversores Fotovoltaicos, Paneles y Potencia Nominal por Planta PV.

Ubicación.	Cantidad de inversores	Paneles p/inversor	Total de paneles.	Potencia nominal (kW)
La Patria	5	816	4080	1000
Don Chiquito	6	816	4896	1200
Infante Rivarola	6	816	4896	1200

5.3. Transformadores para los sistemas BESS y PV.

Para determinar la potencia requerida de cada transformador en los sistemas BESS y PV de cada RED, se tomaron en cuenta la potencia de carga/descarga de los BESS, así como la potencia nominal de los sistemas PV, los cuales fueron expuestos en la Tabla 9 y Tabla 13, respectivamente. Dado que la operación en paralelo de transformadores ofrece mayor flexibilidad operativa y mejora la confiabilidad del sistema en comparación con el uso de un solo transformador, las potencias nominales de los transformadores seleccionados son de 300 kVA y 500 kVA. A continuación, en la Tabla 14 se presenta la potencia del grupo de transformadores para cada RED:

Tabla 14: Potencia de los transformadores para cada sistema PV y BESS.

Ubicación	P/unidad (kVA)		Total (kVA)	
	P/PV	P/BESS	P/PV	P/BESS
La Patria	500	300	1000	1800
Don Chiquito	300	500	1200	1500
Infante Rivarola	300	500	1200	1500

Con el propósito de reducir el impacto ambiental, se optó que dichos transformadores sean trifásicos de tipo pedestal con aceite aislante vegetal. Estos transformadores deben cumplir con las siguientes especificaciones técnicas: Clase de aislación 25 kV, tensión primaria de 800 V, tensión secundaria de 23,000 V, frecuencia de 50 Hz, enfriamiento tipo ONAN y grupo vectorial Dy11-y11. Además, dado que los inversores presentan una distorsión armónica inferior al 1% y que una gran parte de los usuarios conectados al alimentador emplea motores, se ha establecido un factor de $K=4$ para los transformadores, lo que garantiza su capacidad para manejar las corrientes armónicas generadas por las cargas no lineales sin sobrecalentarse.

6. Metodología para la simulación de escenarios de operación y carga en Cymdist.

6.1. Operación en régimen del alimentador MES 05.

En esta sección se presenta la configuración utilizada para simular la operación en régimen del alimentador MES-05 con los sistemas PV+BESS integrados, tomando en cuenta una caracterización dinámica de la curva de demanda proyectada para el año 2029. El objetivo es evaluar el comportamiento del sistema PV+BESS frente a las variaciones de carga y demostrar cómo contribuyen a mitigar las variaciones de tensión en régimen permanente, así como a satisfacer los requerimientos energéticos de la red.

Para llevar a cabo la simulación, se realizó un “análisis de la dinámica del sistema a largo plazo”

para un periodo de 24 horas. El software Cymdist permite considerar las variaciones de la demanda, irradiancia solar y los cambios en los TAP's de los reguladores de tensión.

Para realizar la simulación, primero se graficó una curva de demanda en función del tiempo, caracterizando de esa forma el alimentador en estudio. Según el registro de demanda, la demanda máxima ocurre entre la 01:00 y las 03:00 horas, mientras que la demanda mínima se presenta entre las 10:00 y las 15:00 horas. Teniendo en cuenta estas singularidades, se elaboró la curva de demanda típica del alimentador MES-05. Los detalles de la curva se encuentran en el **ANEXO P**. Posterior, se añadieron a la red los paneles solares y los BESS desde el inventario de equipos, y en las ubicaciones propuestas. Luego se ingresan los parámetros de la ficha técnica del panel fotovoltaico seleccionado y la cantidad total de paneles en serie y paralelo calculados en la sección anterior. También, fueron ingresados los datos de la suma total de la potencia de los inversores fotovoltaicos para cada ubicación, y se seleccionó la curva de irradiancia modelada para la zona de MCAL. ESTIGARRIBIA para su aplicación en los paneles solares, por lo que la potencia generada por los sistemas fotovoltaicos depende de la irradiancia solar. Los detalles del modelado de la curva de irradiancia solar se pueden ver en el **ANEXO B**.

Para ajustar los parámetros del BESS, inicialmente, se crea el conjunto de módulos de baterías, ingresando los valores de la suma total de la capacidad de almacenamiento y la ratio de carga/descarga y en conformidad con lo expuesto en la Tabla 8. Además, fueron ingresados los estados de carga máximos y mínimos, que son del 100% y 20% respectivamente, como la suma de la potencia nominal de los inversores. Se estableció un estado de carga inicial del 83% para todos los BESS, en virtud de la hora de inicio de la simulación, el cual es a las 00:00 horas.

Por otro lado, el control del tipo "Volt-VAR" sin "ningún monitoreo" fue seleccionado para controlar el despacho de carga del BESS.

Teniendo en cuenta el rango posible de variaciones de los parámetros eléctricos que permiten las distintas configuraciones del control Volt-VAR, expuesto en la Tabla 2, se procedió a la parametrización como en la Tabla 15:

Tabla 15: Configuración de parámetros del control Volt-VAR de los BESS.

La Patria		Estancia Don Chiquito		Infante Rivarola	
$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q= 0$	$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q=0$	$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q=0$
$V_1=21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 400 \text{ kVAr}$	$V_1= 21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 492 \text{ kVAr}$	$V_1= 21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 300 \text{ kVAr}$
$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$	$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$	$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$
$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$	$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$	$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$
$V_4= 24.84 \text{ kV}$	$Q_4= - 400 \text{ kVAr}$	$V_4= 24.84 \text{ kV}$	$Q_4= - 492 \text{ kVAr}$	$V_4= 21.84 \text{ kV}$	$Q_4= -300 \text{ kVAr}$

A continuación, para el control "Ningún monitoreo", se ingresó los tiempos de arranque de los modos de carga y descarga de los BESS, basados tanto en la curva de demanda como en la curva de irradiancia. De esta forma, el BESS suministra potencia activa a la red durante el período de

alta demanda y se carga con la energía generada por los paneles solares durante los periodos de baja demanda y mayor irradiancia. En la Figura P. 8 del **ANEXO P** se detalla los tiempos de carga y descarga de cada BESS.

El siguiente paso fue configurar los reguladores de tensión existentes (tres bancos de RTs en cascada), de modo que cambien las posiciones de los TAPs de forma automática, y se fijaron las tensiones de referencia para cada banco, así como su ancho de banda. Los detalles de parametrización de los RT's se pueden ver en el **Anexo F. 2**.

El último paso consistió en configurar los parámetros del análisis denominado “análisis dinámico a largo plazo”, en donde se estableció el “tiempo total de simulación” en 86400 segundos (24 hs) y el “intervalo” en 1800 segundos (30 min.). Luego, se seleccionó la curva de demanda típica creada del alimentador MES-05, y se escogieron los elementos de seguimiento para visualizar el comportamiento en función del tiempo de los parámetros de los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, así como los perfiles de tensión de los tramos seleccionados y la demanda del alimentador.

Los detalles de los pasos seguidos para la creación de la curva de demanda, configuración de los sistemas fotovoltaicos, BESS, y la herramienta de simulación "Análisis de la dinámica a largo plazo" se encuentran en el **ANEXO P**.

6.2. Operación en contingencia del alimentador MES 05.

En esta sección se presenta la metodología utilizada para la simulación de las condiciones extremas, relativas a la variación de tensión de corta duración (VTCD), como la desconexión de un tramo del alimentador en periodos de demanda máxima y mínima, así como el arranque de un motor de gran porte. En la Tabla 7 se puede observar las ubicaciones de los equipos de protección (reconectores) que desconectan los tramos del alimentador según la ubicación de las fallas, y de los motores de inducción típicos utilizados para el regadío de cultivos, así como los RED.

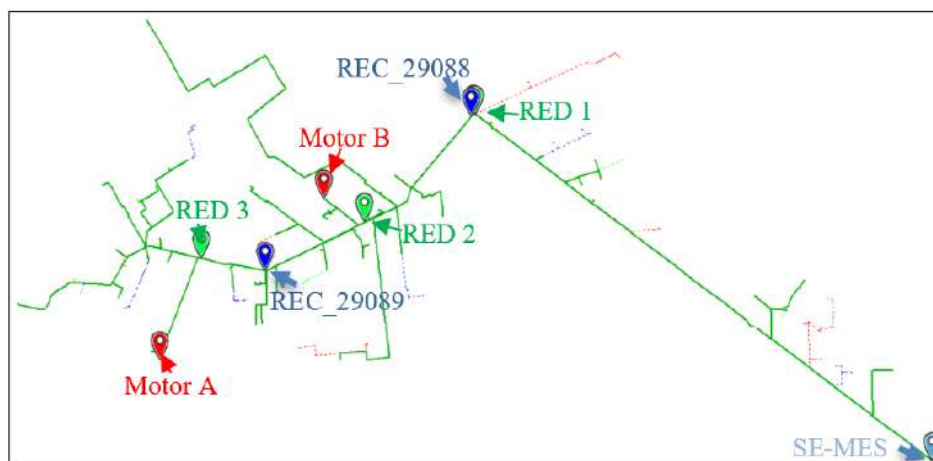


Figura 7: Ubicaciones de los reconectores, motores y RED.

6.2.1. Operación de los equipos de protección.

La simulación de desconexión de tramos se realizó por medio de la apertura de los reconectores de línea denominados, REC_29088 y REC_29089, ubicados en La Patria e Infante Rivarola, respectivamente.

Para la realización de la simulación, se utilizaron inicialmente dos escenarios base en los que el alimentador opera en régimen permanente. El primer escenario corresponde a condiciones de demanda máxima, que ocurre en horas de la madrugada. En este caso, los sistemas fotovoltaicos suministran potencia reactiva capacitiva, mientras que los sistemas de almacenamiento suministran potencia activa y reactiva capacitiva a la red, para controlar los niveles de tensión del alimentador. Para este escenario inicial, se utilizó la indicada en la **sección 4.2**, correspondientes al estudio de optimización del perfil de tensión.

El otro escenario inicial considerado es en condiciones de demanda mínima, que se presenta durante el periodo diurno. En esta situación, los sistemas fotovoltaicos son los encargados de suministrar la potencia activa a la red y de controlar la tensión con el suministro o absorción de potencia reactiva, al tiempo que gestionan la carga de los BESS. Los detalles de este escenario inicial pueden consultarse en el **ANEXO Q**.

Una vez caracterizados estos escenarios iniciales, se realizaron estudios de flujo de carga considerando la apertura de cada reconector de línea, con el fin de evaluar la variación de tensión de corta duración en cada uno de los escenarios.

6.2.2. Arranque sin asistencia de un motor de gran porte.

En este escenario, la condición más severa representa el arranque sin asistencia o malas configuraciones de los arrancadores típicos utilizados, por lo que para verificar la variación de tensión de corta duración, se seleccionó de la biblioteca CYME un motor de 302 HP, comúnmente empleado por los regantes en la zona de influencia del alimentador MES-05; sus especificaciones técnicas y las características Par-Velocidad del motor así como de la carga se detallan en el **ANEXO R**. Para realizar la simulación, primero, se utilizó un escenario inicial en condiciones de demanda máxima del alimentador. Posteriormente, el motor fue ubicado en dos puntos específicos, coincidentes con las zonas de regadíos de cultivos: uno en la zona de Infante Rivarola (Motor A) y el otro en la zona de Estancia Don Chiquito (Motor B), como muestra en la Figura 7. Cada arranque de motor fue analizado de manera independiente para evaluar la VTCD generada.

6.3. Metodología para la atenuación de los VTDC mediante los RED.

El sistema inteligente PV+BESS de Huawei incorpora una tecnología de establecimiento de tensión que transforma el control tradicional de corriente en control de voltaje mediante la introducción de un voltaje y una fase específicos. Esta tecnología ajusta el potencial interno del generador para regular el voltaje terminal y la potencia reactiva. Al modificar el potencial eléctrico interno, se logra una rápida respuesta de energía reactiva durante la resolución de fallas. [3].

En este trabajo se propone la inclusión de tres sistemas inteligentes PV+BESS en cascada, que, dependiendo de la ubicación de la falla, se coordinarán para mitigar la VTCD en la red. La estrategia de coordinación consiste en que, ante la ocurrencia de una perturbación aguas abajo del REC_29088, provocando una VTCD que afecta a todos los tramos del alimentador, el sistema PV+BESS ubicado en La Patria será el primero en restablecer la tensión en su Punto de Conexión Común (PCC) con la red, sin la intervención de los demás sistemas. Para el caso de partida de motores, después de la compensación del primer sistema, el sistema PV+BESS en Don Chiquito restablecerá la tensión en su PCC, y finalmente, el sistema PV+BESS en Infante Rivarola hará lo propio en su PCC. De esta manera se logra una rápida recuperación de los niveles de tensión en la troncal del alimentador.

Para el caso de la apertura del REC_29088, únicamente el sistema ubicado en la zona de La Patria realiza la compensación necesaria para restablecer los niveles de tensión de la red. En cuanto al caso de la apertura del REC_29089, primero, el sistema PV+BESS ubicado en La Patria reestablece la tensión en su PCC, seguido por el sistema PV+BESS en la zona de Estancia Don Chiquito, que realiza la misma operación en su propio PCC. Cabe mencionar que el sistema ubicado en la zona de Infante Rivarola no contribuye a la compensación en ninguno de los eventos de apertura de los reconectores.

Para la simulación correspondiente de los escenarios mencionados, se realizaron estudios de flujo de carga con el fin de determinar la potencia activa y reactiva que cada sistema PV+BESS debe suministrar o absorber para mitigar las variaciones de tensión de corta duración. En estos estudios se consideraron las curvas características de los inversores SUN2000-215KTL-H0 para sistemas fotovoltaicos (ver **Anexo N. 2**) y los inversores LUNA2000-200KTL-H1 para el sistema de almacenamiento (ver **Anexo L. 2**).

RESULTADOS Y ANÁLISIS.

- En la Figura 8 se presenta el perfil de tensión en un periodo de tiempo de 24 hs para cada punto de conexión común (PCC) entre los recursos de energía distribuida (RED) y el alimentador MES-05, así como para el último nodo del alimentador, durante la operación en régimen permanente.

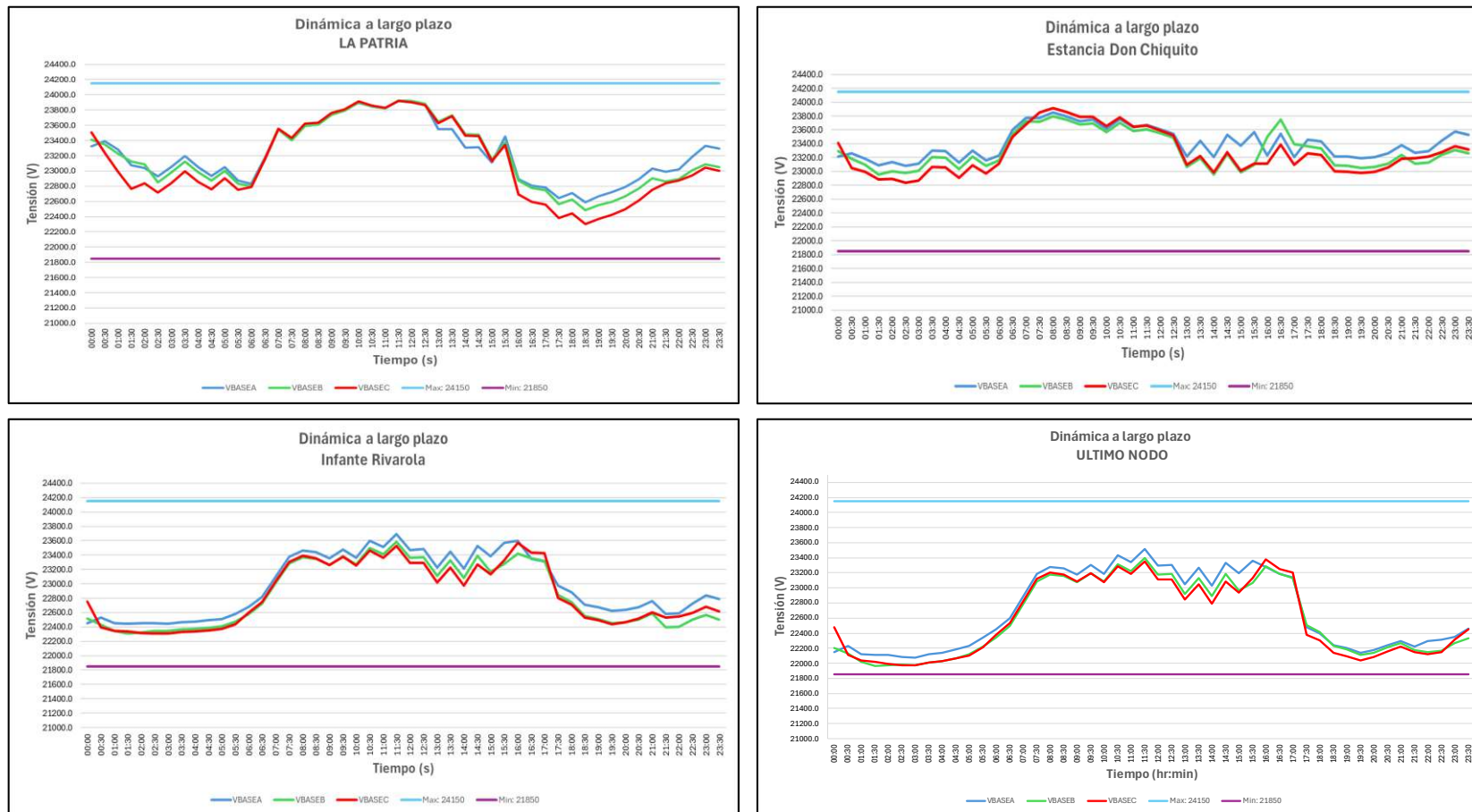


Figura 8: Perfiles de tensión en función del tiempo en cada PCC y en el último nodo del alimentador MES-05.

- En la Figura 9, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de apertura del reconectador REC_29088 durante un escenario de demanda máxima, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación del sistema PV+BESS de La Patria. Mientras que en la Tabla 16 se presenta la potencia entregada por el sistema PV+BESS en el instante de apertura del reconectador REC_29088 y tras la compensación posterior.

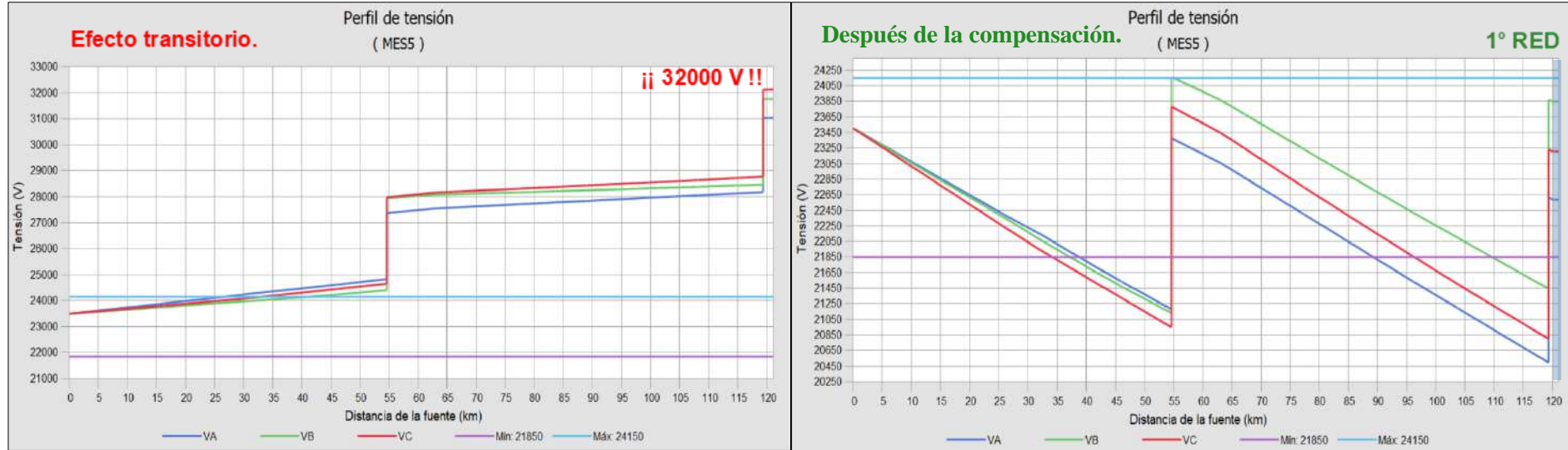


Figura 9: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconectador REC_29088 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).

Tabla 16: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador REC_29088 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de operación del reconectador REC_29088.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	90	780	160	780	250	0	100	830	200	830	300	0	50	900	100	900	150
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS después de la compensación del fenómeno VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	-595	-720	-1380	-720	-1975	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- En la Figura 10, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de apertura del reconector REC_29089 durante un escenario de demanda máxima, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación de los RED conectados. Mientras que en la Tabla 17 se presenta la potencia entregada por los sistemas PV+BESS en el instante de apertura del reconector REC_29089 y tras la compensación posterior.

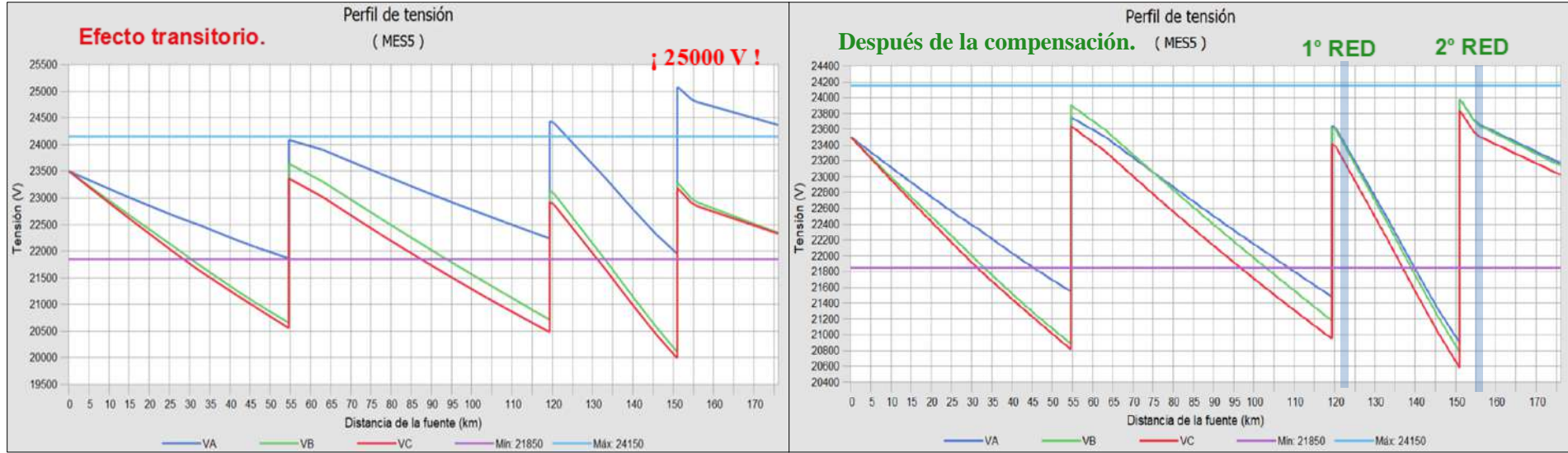


Figura 10: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29089 y tras la compensación del fenómeno de VTCD.

Tabla 17: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconector REC_29089 y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de operación del reconector REC_29089.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	90	780	160	780	250	0	100	830	200	830	300	0	50	900	100	900	150
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS después de la compensación del fenómeno VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	60	780	140	780	200	0	80	830	140	830	220	0	0	0	0	0	0

Los resultados de la operación de los reconectores en escenarios de demanda mínima se pueden observar en el **ANEXO T**.

- En la Figura 11, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de arranque de un motor bajo condiciones de demanda máxima en la zona de Infante Rivarola, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación de los sistemas PV+BESS conectados a la red. Mientras tanto, en la Tabla 18 se presenta la potencia entregada por los sistemas **PV+BESS** en el instante de arranque del motor y tras la compensación posterior.

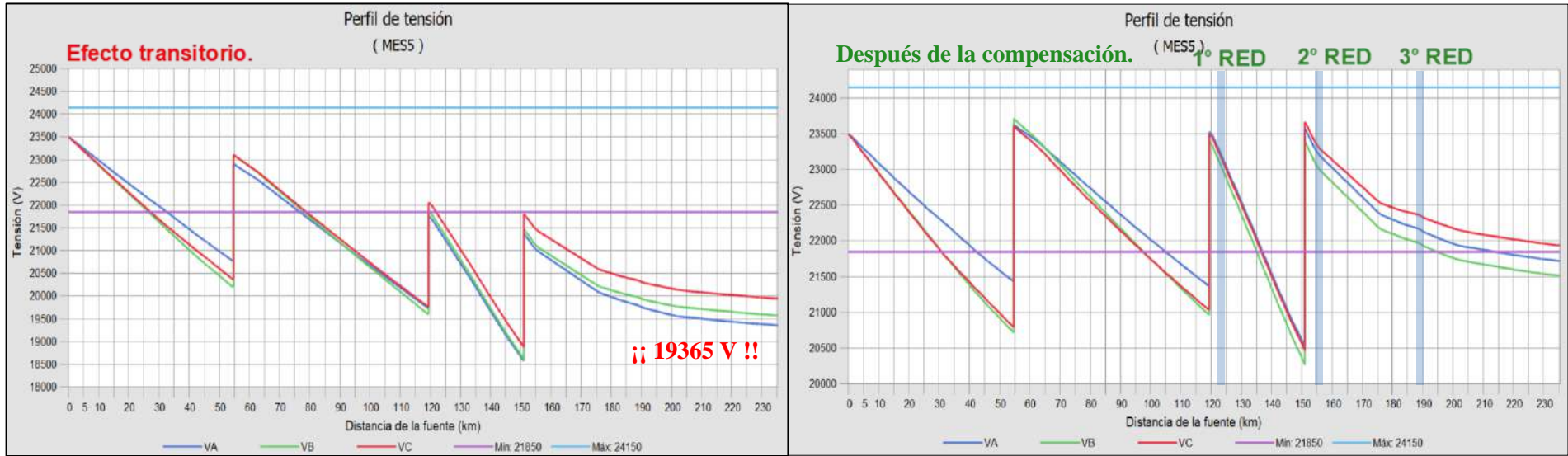


Figura 11: Perfil de tensión en el instante de arranque del motor en zona de Infante Rivarola y tras la compensación del fenómeno de VTCD.

Tabla 18: Potencia suministrada por los RED en el instante de arranque del motor y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de arranque del motor.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	90	780	160	780	250	0	100	830	200	830	300	0	50	900	100	900	150
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS después de la compensación del fenómeno VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	140	780	560	780	700	0	160	830	480	830	640	0	170	900	420	900	590

- En la Figura 12, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de arranque de un motor bajo condiciones de demanda máxima en la zona de Estancia Don Chiquito, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación de los RED conectados a la red. Mientras tanto, en la Tabla 19 se presenta un resumen de la potencia entregada por los sistemas **PV+BESS** en el instante del arranque del motor y tras la compensación posterior.

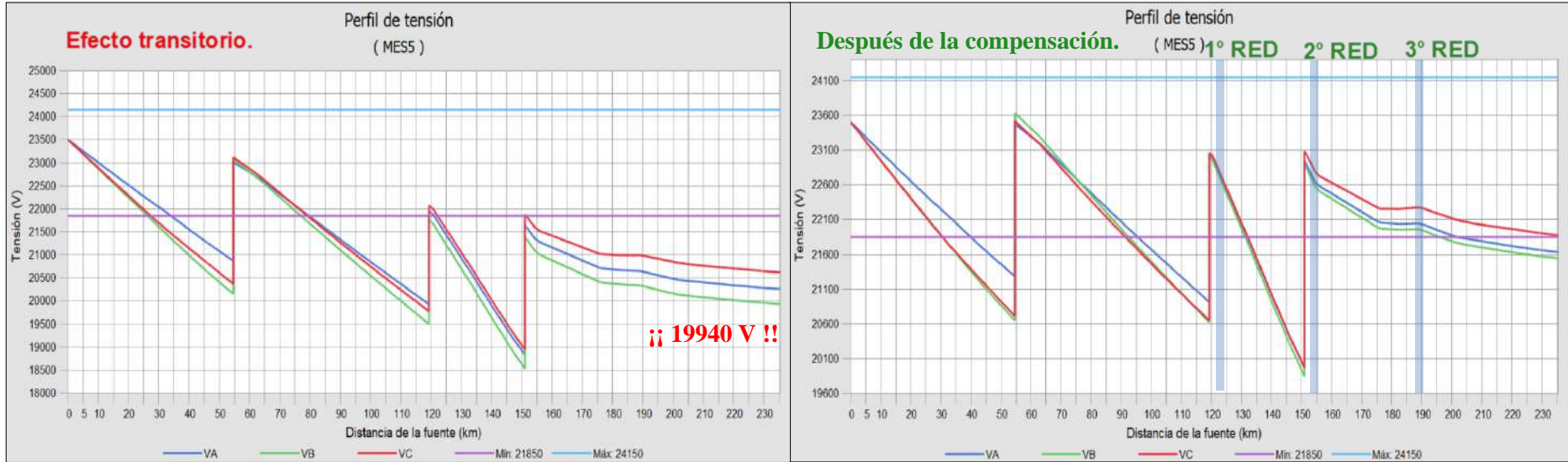


Figura 12: Perfil de tensión en el instante de arranque del motor en zona de Estancia don Chiquito y tras la compensación del fenómeno de VTCD.

Tabla 19: Potencia suministrada por los RED en el instante de arranque del motor y tras la compensación del fenómeno de VTCD (en demanda máxima).

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de arranque del motor.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	90	780	160	780	250	0	100	830	200	830	300	0	50	900	100	900	150
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS después de la compensación del fenómeno VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
0	140	780	410	780	550	0	120	830	380	830	500	0	70	900	330	900	400

En el **ANEXO S** se presenta el análisis completo del “análisis dinámico a largo plazo” durante la operación en régimen permanente. En este se determina la demanda del alimentador con los sistemas PV+BESS activados y desactivados, evidenciando la reducción de los picos de demanda gracias a que los sistemas de almacenamiento inyectan energía estable durante las horas de demanda máxima. Además, se incluye la generación de energía de los sistemas fotovoltaicos y el despacho de carga de cada sistema PV+BESS, donde también se muestra la potencia reactiva suministrada o absorbida para regular los niveles de tensión en el PCC de cada RED. Se ilustran, asimismo, los estados de carga de los sistemas de almacenamiento, observándose que estos mantienen suficiente capacidad incluso en momentos de demanda máxima, mientras que, en periodos de baja demanda, logran cargarse al 100%, lo cual refleja un adecuado dimensionamiento de la capacidad. Cabe mencionar que se simuló bajo una “tasa de carga lenta” en los almacenamientos logrando la carga completa a lo largo del período diurno.

En la Figura 2 se demostró que, con el crecimiento de carga, a mediano plazo el perfil de tensión durante la operación en régimen permanente en condiciones de demanda máxima presentará una variación de tensión crítica (subtensión), lo cual indica que el alimentador MES-05 no podrá satisfacer los requerimientos energéticos mínimos en cuanto a calidad de energía. Sin embargo, con la incorporación de recursos energéticos distribuidos (RED) y mediante el control Volt-VAR con la configuración indicada en la Tabla 15, se logra mantener los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos a lo largo del alimentador y durante el período de tiempo necesario, como se evidenció en la Figura 8, cumpliendo con los requerimientos de calidad de energía. Adicionalmente se han logrado relajar las posiciones de los cambiadores de los reguladores de tensión en periodos de demanda máxima y mínima.

En el escenario de apertura del reconectador REC_29088, durante las horas de demanda máxima, se presenta la situación más crítica en términos de variación de tensión de corta duración (VTCD). En este caso, la tensión en La Patria aumenta hasta aproximadamente 32 kV, como se ilustra en la Figura 9 (lado izquierdo). Para mitigar este problema, el sistema PV+BESS de La Patria modifica su operación, pasando de inyectar potencia activa y reactiva capacitiva (en $t=0$) a absorber potencia activa y reactiva inductiva de la red, tal como se indica en la Tabla 16. En este caso, el BESS redujo la absorción de potencia activa para priorizar el control de la tensión y así asegurar una mayor disponibilidad de potencia reactiva. Cabe mencionar que los inversores PCS del BESS trabajan en los límites de su curva característica para este escenario. Adicionalmente, los inversores de los PV tienen la capacidad de suministrar o absorber potencia reactiva durante el período nocturno, lo que reduce los requerimientos de inversores adicionales para los BESS. En la Figura 9 (lado derecho) se ilustra el perfil de tensión inmediatamente después de la compensación.

En cuanto a la VTCD causada por la operación del reconectador REC_29089 en el lado de Infante Rivarola, ilustrada en la Figura 10 (lado izquierdo), se observa que la tensión de una las fases aumenta hasta aproximadamente 25 kV. En este caso, el efecto de la VTCD es menos severo debido a que se desconecta un tramo de la troncal de la red con una menor demanda. Para atenuar la VTCD, los sistemas PV+BESS de La Patria y de la zona de Estancia Don Chiquito redujeron su suministro de potencia reactiva según se expone en la Tabla 17. En la Figura 10 (lado derecho) se ilustra el perfil de tensión inmediatamente después de la compensación.

En relación con la VTCD provocada por el arranque de un motor de gran porte ubicado en la zona de Infante Rivarola en condiciones de demanda máxima, ilustrado en la Figura 11 (lado izquierdo), se visualiza que la tensión disminuyó hasta 19.36 kV. Para atenuar esta variación de tensión, los tres sistemas PV+BESS conectados al alimentador compensan en forma coordinada para el restablecimiento de la tensión, mediante el aumento del suministro de potencia reactiva capacitiva de los tres RED, tal como se indica en la Tabla 18. En la Figura 11 (lado derecho) se ilustra el perfil de tensión inmediatamente después de la compensación.

En cuanto a la VTCD originada por el arranque de un motor de gran porte ubicado en la zona de Estancia Don Chiquito en condiciones de demanda máxima, ilustrado en la Figura 12 (lado izquierdo), se observa que la tensión disminuyó hasta 19.94 kV. En este caso, la subtensión es menor en comparación con la causada por el arranque de un motor en Infante Rivarola, debido a que el motor en la zona de Estancia Don Chiquito se encuentra más cerca de la subestación. Para atenuar la VTCD, cada uno de los tres sistemas PV+BESS conectados al alimentador aumentaron el suministro de potencia reactiva capacitiva tal como se indica en la Tabla 19. En la Figura 12 (lado derecho) se muestra el perfil de tensión inmediatamente después de la compensación.

Como resultado de los diferentes escenarios estudiados, en primer lugar, se asegura a mediano plazo que los niveles de tensión en régimen permanente estén dentro de la tolerancia, consiguiendo satisfacer los requerimientos de calidad de energía eléctrica exigidas por ANDE y relativas a variaciones de tensión. Por otro lado, a diferencia de la respuesta de los reguladores, se atenúa rápidamente las variaciones de tensión de corta duración mediante la coordinación inteligente de sistemas PV+BESS distribuidos. Además, la incorporación de los RED en el alimentador contribuyó a reducir las pérdidas eléctricas y los costos operativos asociados. Es importante destacar que, con la implementación del proyecto, se puede atender de manera eficiente y sostenible a la creciente demanda energética, alineándose con los compromisos internacionales de descarbonización y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en el Acuerdo de París.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA VARIACION DE TENSION DE CORTA DURACION Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Teniendo en cuenta que la ANDE prevé instalar un parque solar de 140 megavatios en el Chaco para enfrentar el crecimiento en la demanda energética en los próximos 10 años [11], este proyecto es altamente compatible, ofreciendo una solución adaptable que complementa la expansión de la capacidad energética y mejora la confiabilidad de la red.

COSTO DE COMPONENTES PRINCIPALES.

En la Tabla 20 se desglosan los costos de los componentes de los recursos energéticos distribuidos para cada ubicación. Además, se consolida el costo total de los componentes de cada RED, así como el costo global resultante de la suma de los tres recursos energéticos distribuidos. Los ítems resaltados en verde corresponden a los componentes principales dimensionados para este proyecto, mientras que los marcados en celeste representan los componentes complementarios al sistema.

Tabla 20: Costo de los componentes principales de cada ubicación.

Ubicación	Artículo	Especificación	Cantidad	Unidad	Costo P/U	Unidad	Total + IVA (USD)
La Patria	Modulo Fotovoltaico	PANEL KUPOWER CS3K-325MS	1408600	Wp	0.245	USD/Wp	345107
	Inversor fotovoltaico Huawei	SUN2000-215KTL-H1	5	Un	6789	USD/Un	33945
	BESS Huawei	LUNA2000-2.0MWH-4H1	2	Un	629145.4216	USD/Un	1258290.843
	Inversor PCS Huawei	LUNA2000-200KTL-H1	8	Un	5863.36	USD/Un	46906.88
	Transformador trifasico 300 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	6	Un	13400	USD/Un	80400
	Transformador trifasico 500 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	2	Un	15750	USD/Un	31500
	Sistema de control	Sistema SCADA	1	Un	41827	USD/Un	41827
	SACU Huawei ¹	SACU2000-D-00	2	Un	2931.68	USD/Un	5863.36
	Transformador auxiliar 45 kVA (empresa nacional) ²	Tipo convencional	1	Un	1150.65	USD/Un	1150.65
	Generador de emergencia CAT 300 kVA ³	CAT DE300E0 - C9	1	Un	81859	USD/Un	81859
Costo total de los componentes principales de La Patria (USD)							1926849.733
Don Chiquito	Modulo Fotovoltaico	PANEL KUPOWER CS3K-325MS	1689120	Wp	0.245	USD/Wp	413834.4
	Inversor fotovoltaico Huawei	SUN2000-215KTL-H1	6	Un	6789	USD/Un	40734
	BESS Huawei	LUNA2000-2.0MWH-2H1	3	Un	629145.4216	USD/Un	1887436.265
	Inversor PCS Huawei	LUNA2000-200KTL-H1	7	Un	5863.36	USD/Un	41043.52
	Transformador trifasico 300 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	4	Un	13400	USD/Un	53600
	Transformador trifasico 500 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	3	Un	15750	USD/Un	47250
	Sistema de control	Sistema SCADA	1	Un	41827	USD/Un	41827
	SACU Huawei ¹	SACU2000-D-00	2	Un	2931.68	USD/Un	5863.36
	Transformador auxiliar 45 kVA (empresa nacional) ²	Tipo convencional	1	Un	1150.65	USD/Un	1150.65
	Generador de emergencia CAT 300 kVA ³	CAT DE300E0 - C9	1	Un	81859	USD/Un	81859
Costo total de los componentes principales de zona Estancia Don Chiquito (USD)							2614598.195
Infante Rivarola	Modulo Fotovoltaico	PANEL KUPOWER CS3K-325MS	1689120	Wp	0.245	USD/Wp	413834.4
	Inversor fotovoltaico Huawei	SUN2000-215KTL-H1	6	Un	6789	USD/Un	40734
	BESS Huawei	LUNA2000-2.0MWH-2H1	3	Un	629145.4216	USD/Un	1887436.265
	Inversor PCS Huawei	LUNA2000-200KTL-H1	7	Un	5863.36	USD/Un	41043.52
	Transformador trifasico 300 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	4	Un	13400	USD/Un	53600
	Transformador trifasico 500 kVA (empresa nacional)	Tipo pedestal con aceite aislante vegetal	3	Un	15750	USD/Un	47250
	Sistema de control	Sistema SCADA	1	Un	41827	USD/Un	41827
	SACU Huawei ¹	SACU2000-D-00	2	Un	2931.68	USD/Un	5863.36
	Transformador auxiliar 45 kVA (empresa nacional) ²	Tipo convencional	1	Un	1150.65	USD/Un	1150.65
	Generador de emergencia CAT 300 kVA ³	CAT DE300E0 - C9	1	Un	81859	USD/Un	81859
Costo total de los componentes principales de zona Infante Rivarola (USD)							2614598.195
Costo total (USD)							7156046.123

¹ El Smart Array Controller Utility (SACU) es una unidad de control de acceso diseñada principalmente para la gestión de equipos de telecomunicaciones y energías renovables, como estaciones base de telecomunicaciones o sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento [12].

² El transformador auxiliar de 45 kVA es un transformador de 23.000/800 V que tiene la función de suministrar energía a los distintos sensores, así como al sistema de comunicación, ventilación y refrigeración del sistema de almacenamiento.

³ El generador de emergencia CAT de 300 kVA sirve para cargar el sistema de almacenamiento en caso de que caso de que la energía solar no se encuentre disponible.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con este trabajo se lograron definir los criterios para el control de la tensión de la red mediante Recursos Energéticos Distribuidos (RED), siguiendo la norma IEEE 1547. Se estableció la categoría de desempeño 'B' para los RED y se determinaron los rangos de configuración de los parámetros Volt-VAr necesarios para el control de la tensión.

A partir de un análisis de crecimiento de carga proyectado para el año 2029, realizado con el software Cymdist, donde se consideró el perfil de tensión y la densidad de carga de la red, se estableció que, para mantener niveles de tensión dentro de los parámetros establecidos en el Reglamento de Media Tensión de la Ande, los RED deben instalarse en tres ubicaciones específicas: La Patria, a 120.1 km de la SE MES, la zona de la estancia Don Chiquito a 154.5 km y la zona de Infante Rivarola a 190.7 km. Además, se determinó la potencia que cada RED debe suministrar o absorber para cumplir con los requerimientos de calidad energética y optimizar los niveles tensión.

Se dimensionaron los componentes principales para los sistemas PV+BESS, quedando la capacidad instalada en La Patria, Don Chiquito e Infante Rivarola de la siguiente manera: 1 MW PV + 1.6 MW/4 MWh BESS, 1.2 MW PV + 1.4 MW/6 MWh BESS, y 1.2 MW PV + 1.4 MW/6 MWh BESS, respectivamente.

Fueron verificados distintos escenarios tras la incorporación de los sistemas PV+BESS, tanto en la operación de régimen permanente, como en las contingencias más severas. Para la regulación de tensión durante la operación en régimen permanente, se configuraron los controles Volt-VAr, y para mitigar las perturbaciones de variación de tensión en operaciones de contingencias se determinaron las potencias a suministrar o consumir por los RED. Los resultados obtenidos fueron satisfactorios, logrando niveles de tensión adecuados en el alimentador y un funcionamiento óptimo de los PV+BESS. Además, se estimó el costo de los componentes principales.

Finalmente, se concluye que con la implementación de los RED en las ubicaciones propuestas se puede mitigar tanto las variaciones de tensión en régimen permanente como las de corta duración, reducir las pérdidas eléctricas y los gastos de explotación asociados a la operación actual del MES 05, acompañar el crecimiento de la demanda en su zona de influencia y mejorar la calidad de la energía en el mediano plazo.

Recomendaciones:

- Se recomienda a la ANDE llevar a cabo un estudio de factibilidad económica del proyecto, comparando los costos con los de construir una subestación en La Patria, incluyendo la construcción de la línea de transmisión hasta esa ubicación.

- Realizar un estudio transitorio para determinar el tiempo exacto que el sistema PV+BESS necesita para atenuar las variaciones de tensión en los distintos escenarios.
- Se sugiere que la ANDE evalúe la posibilidad de que los sistemas de generación distribuida puedan operar en modo isla, lo que permitiría mantener el suministro eléctrico y evitar interrupciones en caso de fallas en la red principal.

Bibliografía

- [1] IEEE STANDARDS ASSOCIATION, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, New York., 2018..
- [2] A. ALZATE GÓMEZ, A. ESCOBAR MEJÍA y J. G. OSORIO GARCIA, «CONTROL DE VOLTAJE Y FRECUENCIA DE LA MÁQUINA SÍNCRONA MEDIANTE CONTROL DIFUSO DESACOPADO.,» Scientia et Technica Año XV, Pereira, Risaralda, Colombia, 2009.
- [3] Fusion Solar - Huawei, «Smart PV & ESS Generator,» Huawei Digital Power Technologies Co., 2023.
- [4] HUAWEI TECHNOLOGIES., ««Informe de Evaluacion de tensiones mediante uso de baterias,»» 2022.
- [5] C. D. R. D. C. N. Y. C. CENTRAL, *EXPEDIENTE/SG/DSME/10549/2021*, Asunción, 2021.
- [6] EATON Corporation., «Cymdist Software Overview,» EATON, 2013. [En línea]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/>.
- [7] Parque Tecnológico de Itaipú (PTI), «Mapa de Energía Solar,» [En línea]. Available: <https://pese.pti.org.py/maps/107/view>.
- [8] Administración Nacional de Electricidad., Reglamento para instalaciones electricas de Media Tensión de la ANDE, Asunción - Paraguay, 1975.
- [9] EnergySage, «Depth of Discharge (DoD) Explained,» 31 Julio 2024. [En línea]. Available: [//www.energysage.com/solar/solar-battery/depth-of-discharge/](https://www.energysage.com/solar/solar-battery/depth-of-discharge/).
- [10] O. P. Lamigueiro, *Energia solar fotovoltaica*, 2023.
- [11] Última Hora, «La ANDE licitará en junio parque para generar energía solar en el Chaco,» Última Hora, 5 Mayo 2024. [En línea]. Available: [//www.ultimahora.com/la-ande-licitara-en-junio-parque-para-generar-energia-solar-en-el-chaco..](https://www.ultimahora.com/la-ande-licitara-en-junio-parque-para-generar-energia-solar-en-el-chaco..) [Último acceso: 23 Agosto 2024].
- [12] Huawei, «Huawei connect,» [En línea]. Available: <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100033474>. [Último acceso: 23 Septiembre 2024].
- [13] Parque Tecnológico de Itaipu, «Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay,» Asunción, Paraguay., 2016.
- [14] S. N. d. E. d. D. (. d. l. A. ANDE, «Informe de resultado de mediciones de parámetros eléctricos en puntos críticos observaciones y recomendaciones de optimización para un mejor desempeño de los alimentadores MES 02 y MES 03,» Asuncion, 2023.

ANEXOS

ANEXO A: REGISTRO DE DEMANDA DEL ALIMENTADOR MES 05.

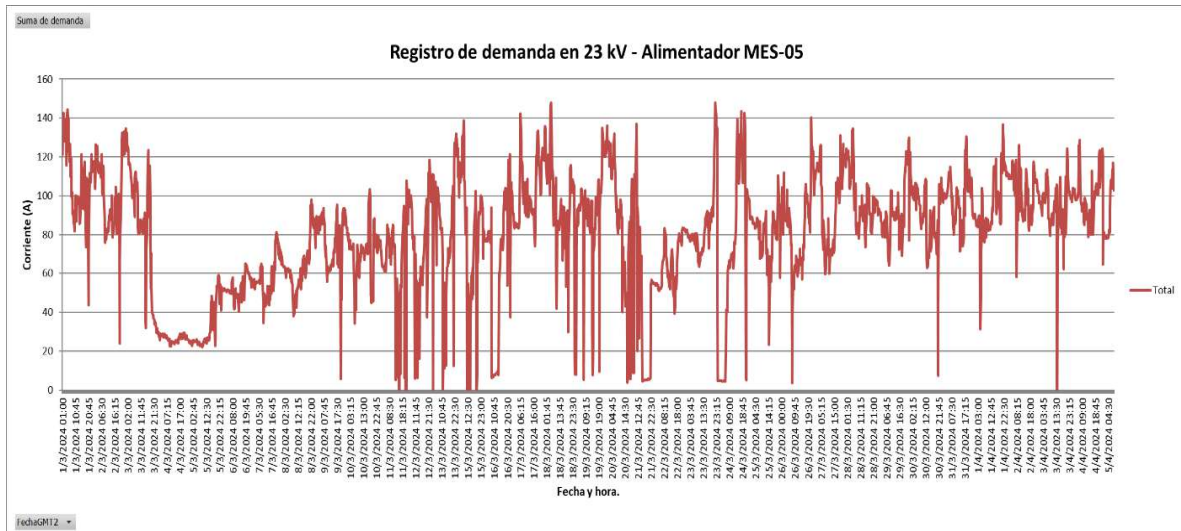


Figura A. 1: Registro de demanda del alimentador MES-05.

ANEXO B: CURVA DE IRRADIANCIA SOLAR MARISCAL ESTIGARRIBIA.

Para modelar la curva de irradiancia, el software Cymdist proporciona una biblioteca con diversos modelos de irradiancia en formato TXT, los cuales pueden ser editados según sea necesario. Para la elección del archivo TXT se tomó como referencia las curvas de irradiancia modeladas por el parque tecnológico de itaipu [13], considerando el ciclo del sol entre las 7:00 y las 19:00 horas, y se seleccionó un archivo que abarcara un periodo de 86400 segundos (24 horas). Para la edición del archivo TXT, se estableció que la irradiancia global máxima de 1125,52 W/m² ocurriera a las 13:00 horas y se consideró que el cielo estuviera parcialmente nublado en algunos periodos.

Se puede observar en la Figura B. 1 la curva de irradiancia utilizada en este trabajo:

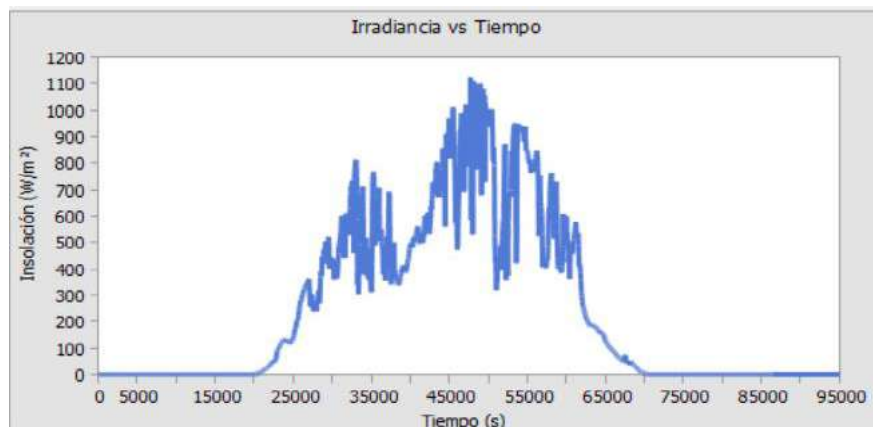


Figura B. 1: Modelo de curva de Irradiancia vs Tiempo utilizada.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGÉTICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

ANEXO C: PROYECCION DE MERCADO - PERIODO 2019-2030.

Anexo 9
PROYECCIÓN DE MERCADO POR SISTEMA ELÉCTRICO - PERÍODO 2019-2030
Escenario PIB Medio

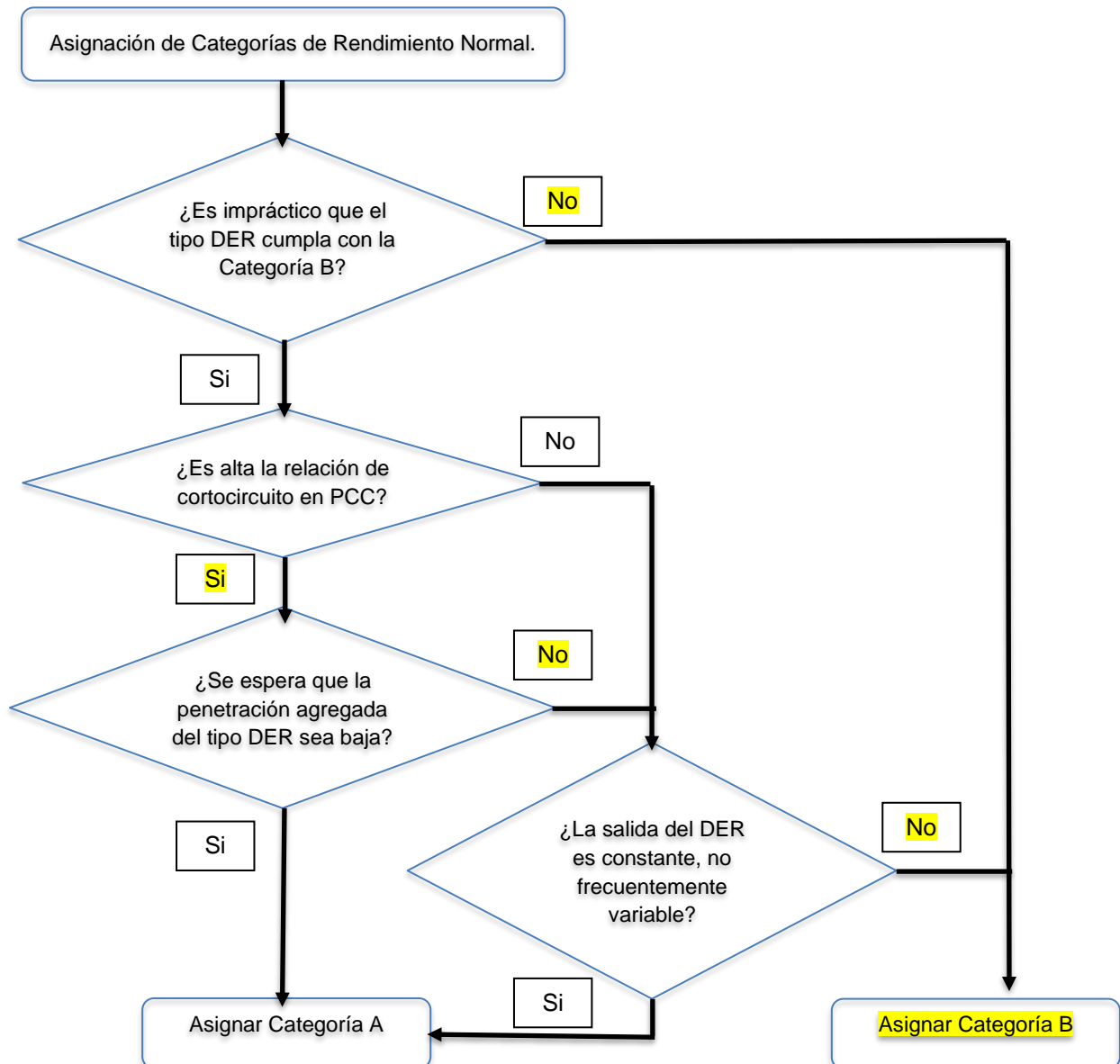
SISTEMA OESTE
Energía en MWh/año

Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Δ 19/30 (%)	Part. 19	Part. 30
LPA 23 kV	28,900	29,611	30,335	31,092	31,896	32,962	34,083	35,410	36,816	38,302	39,879	41,550	3.4%	10.5%	5.9%
FIL 23 kV	30,638	33,162	35,734	38,418	41,276	45,058	49,041	53,751	58,742	64,021	69,619	75,550	8.6%	11.1%	10.7%
MES 23 kV	23,504	24,848	26,217	27,647	29,168	31,182	33,303	35,811	38,468	41,279	44,259	47,417	6.6%	8.5%	6.7%
CHORT 66 kV	118,035	130,904	144,019	157,708	172,281	191,567	211,873	235,894	261,341	288,262	316,810	347,050	10.3%	42.8%	49.0%
FERNH 66 kV	74,918	81,747	88,705	95,968	103,700	113,933	124,707	137,452	150,954	165,238	180,385	196,430	9.2%	27.1%	27.7%
TOTAL	275,996	300,272	325,010	350,833	378,322	414,702	453,007	498,319	546,320	597,102	650,953	707,996	8.9%	100.0%	100.0%

Potencia en MW máx.

Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Δ 19/30 (%)	Part. 19	Part. 30
LPA 23 kV	11.0	11.3	11.6	11.9	12.2	12.6	13.0	13.5	14.0	14.6	15.2	15.8	3.4%	14.4%	8.2%
FIL 23 kV	11.7	12.6	13.6	14.7	15.7	17.2	18.7	20.5	22.4	24.4	26.5	28.8	8.6%	15.3%	15.0%
MES 23 kV	5.2	5.5	5.8	6.1	6.4	6.9	7.3	7.9	8.5	9.1	9.8	10.5	6.6%	6.8%	5.4%
CHORT 66 kV	31.8	35.2	38.8	42.5	46.4	51.6	57.0	63.5	70.4	77.6	85.3	93.4	10.3%	41.6%	48.6%
FERNH 66 kV	16.7	18.2	19.8	21.4	23.1	25.4	27.8	30.6	33.6	36.8	40.2	43.8	9.2%	21.9%	22.8%
TOTAL (no simultanea)	76.4	82.9	89.5	96.4	103.8	113.6	123.9	136.0	148.9	162.6	177.0	192.3	8.8%	100.0%	100.0%
Factor de Diversidad	1.24	1.24	1.24	1.24	1.23	1.23	1.23	1.23	1.23	1.22	1.22	1.22	--		
TOTAL (simultanea)	61.4	66.8	72.3	78.0	84.2	92.3	100.8	110.9	121.5	132.8	144.8	157.5	8.9%		

ANEXO D: EJEMPLO PARA LA ASIGNACION DE CATEGORIA NORMAL [1].



ANEXO E: EJEMPLO DE CARACTERÍSTICA DE TENSIÓN-POTENCIA REACTIVA [1].

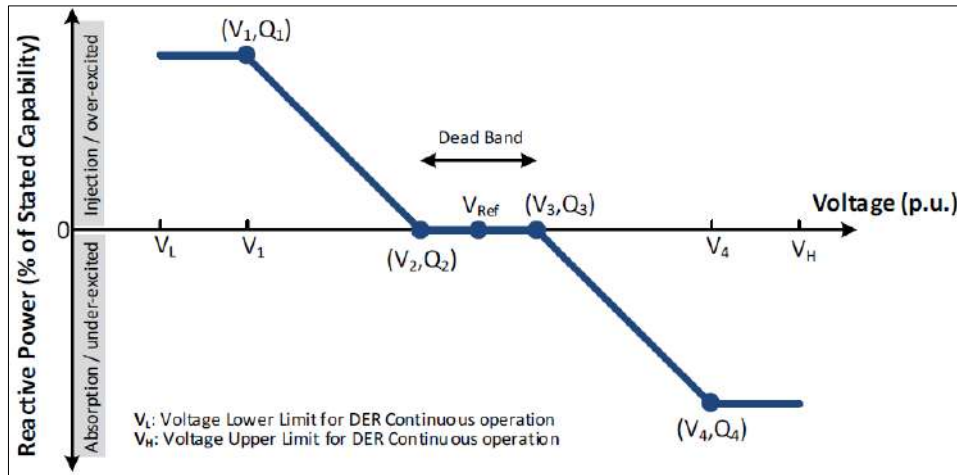


Figura E. 1: Ejemplo de característica de tensión-potencia reactiva [1].

ANEXO F: CONFIGURACIONES DE LOS REGULADORES DE TENSION.

Anexo F. 1: Configuración de TAP's fijo.

Para configurar las posiciones fijas de los TAPs se ingresa a Dispositivos>Regulador, luego en el cuadro de diálogos se selecciona la pestaña “Control”, a continuación, en “modo de funcionamiento” se elige la opción “Toma fija”, posteriormente se ingresa las posiciones de los TAP's como se puede observar en la Figura F. 1.

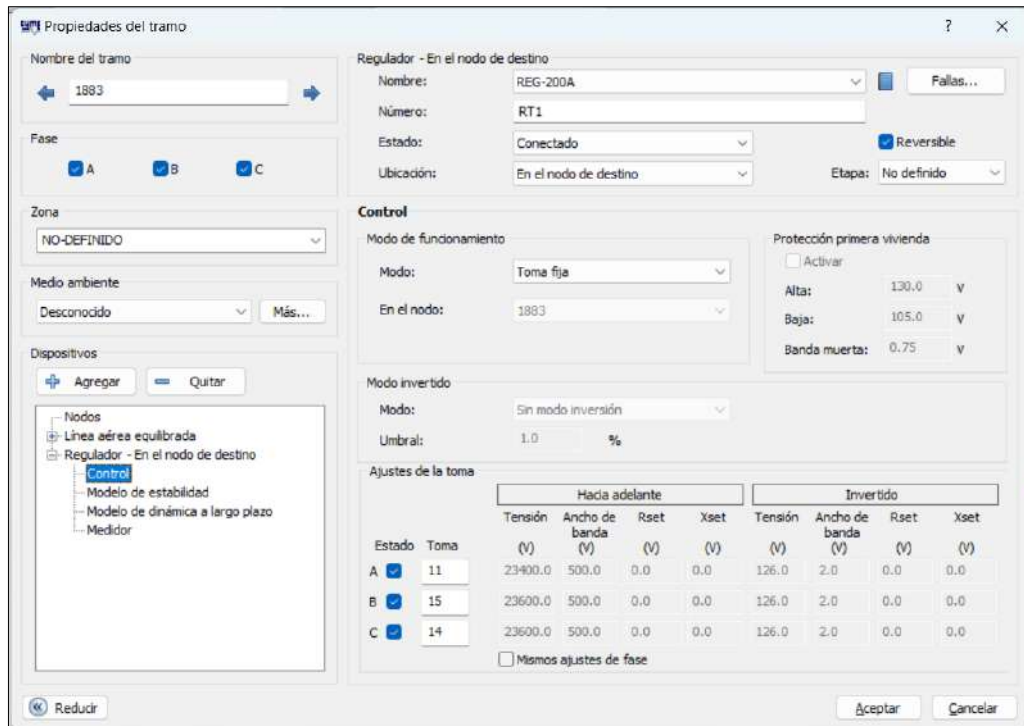


Figura F. 1: Configuración de control de TAP's fijo.

Anexo F. 2: Configuración de cambios de TAP's automático para análisis dinámico a largo plazo.

Para configurar la conmutación automática de los TAP's se ingresa al cuadro de diálogos del regulador y se selecciona la pestaña "Control", a continuación, en "modo de funcionamiento" se elige la opción "Terminal del Regulador", posteriormente se ingresan las tensiones de referencia para y el ancho de banda cada fase como se puede observar en la Figura F. 2.

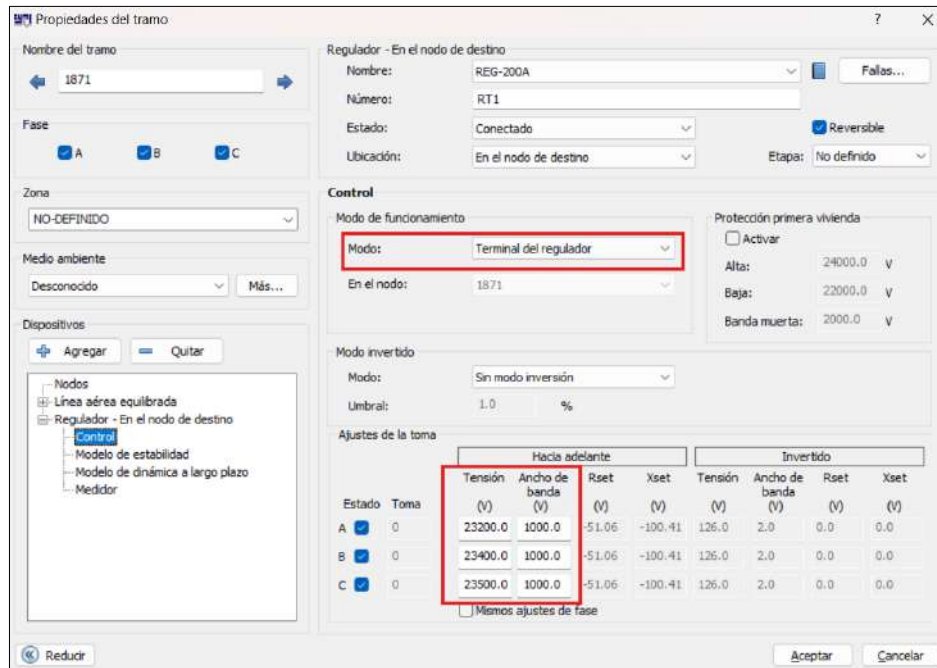


Figura F. 2: Configuración de control de TAP's automático.

Ahora bien, para el análisis dinámico a largo plazo ingresaron la tensión de referencia de cada fase y su ancho de banda como se muestra en la Tabla F. 1. Cabe mencionar que se configuró de esta manera para lograr un mejor equilibrio entre las tensiones.

Tabla F. 1: Configuración de la tensión de referencia y ancho de banda de los RT's.

Fase	Primer Regulador (RT1)		Segundo Regulador (RT2)		Tercer Regulador (RT3)	
	Tension (V)	Ancho de banda (V)	Tension (V)	Ancho de banda (V)	Tension (V)	Ancho de banda (V)
R	23200	1000	23200	1000	23400	250
S	23400	1000	23400	1000	23500	250
T	23500	1000	23500	1000	23600	250

Además, para la realización de este trabajo se configuraron los regulares de manera que los TAPs cambien las posiciones de manera instantánea y sin temporización. Para configurarlo se ingresa a la pestaña "modelo dinámico a largo plazo" y en la sección de "modo de reinicialización" se escoge la reinilizacion rápida como se observa en la Figura F. 3:

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

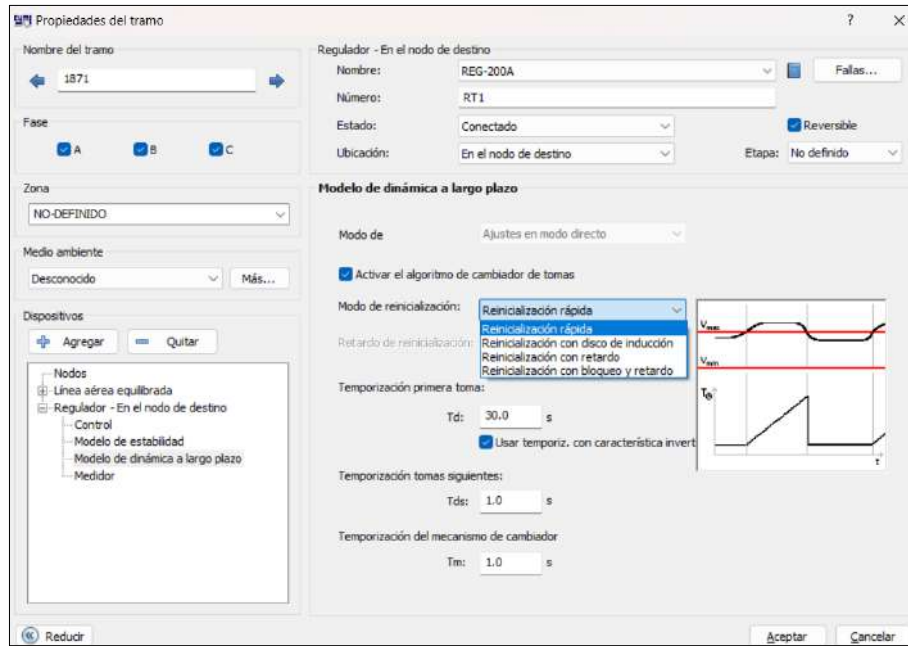


Figura F. 3: Configuración del temporizador para las tomas del regulador de tensión.

ANEXO G: REPORTE SUMARIO DE LA EVALUACION DEL IMPACTO DE RED.

Tabla G. 1: Reporte de tensión en régimen permanente.

Tensión en régimen permanente			
	Fase	Caso #1	Nodo
DER desactivados			
Tensión mínima	A	69.3	532
	B	69.4	532
	C	69.6	532
Tensión máxima	A	102.2 %	1678_HEAD
	B	102.2 %	1678_HEAD
	C	102.2 %	1678_HEAD
RED @ 100.0%			
Tensión mínima	A	96.0	532
	B	95.9	532
	C	97.4	532
Tensión máxima	A	102.6 %	1678_HEAD
	B	102.2 %	1678_HEAD
	C	102.2 %	1678_HEAD

Tabla G. 2: Reporte de variación de la tensión.

Variación de la tensión (RED máx a mín)			
		Caso #1	Nodo
Media tensión	Tensión con RED @ 100.0%	95.6 %	1960
	Tensión con DER desactivados	70.3 %	1960
	Variación de la tensión	25.30 %	1960
Variación de la tensión (RED mín a máx)			
		Caso #1	Nodo
Media tensión	Tensión con DER desactivados	71.0 %	1960
	Tensión con RED @ 100.0%	96.3 %	1960
	Variación de la tensión	25.29 %	1960

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Tabla G. 3: Reporte de flujo de carga.

Flujo inverso			
Tipo de dispositivo	Número de dispositivo	Fase	Caso #1
DER desactivados			
Fuente	1678	A	1800.4 kW
		B	1770.4 kW
		C	1837.8 kW
Regulador	RT1	A	1421.7 kW
		B	1391.1 kW
		C	1412.5 kW
Regulador	RT2	A	1103.4 kW
		B	1077.4 kW
		C	1088.8 kW
Regulador	RT3	A	804.3 kW
		B	794.8 kW
		C	791.7 kW
RED @ 100.0%			
Fuente	1678	A	1169.0 kW
		B	1140.6 kW
		C	1207.8 kW
Regulador	RT1	A	964.8 kW
		B	936.0 kW
		C	965.8 kW
Regulador	RT2	A	780.2 kW
		B	754.5 kW
		C	772.9 kW
Regulador	RT3	A	768.9 kW
		B	762.8 kW
		C	755.5 kW

Tabla G. 4: Reporte de Carga térmica.

Carga térmica				
Tipo de dispositivo	Número de dispositivo	Caso #1		
		Flujo	Carga (%)	
DER desactivados				
Regulador	RT2	A	1125.0 kVA	117.2 %
		B	1102.1 kVA	116.7 %
		C	1106.5 kVA	117.2 %
RED @ 100.0%				
Regulador	RT2	A	867.5 kVA	74.6 %
		B	849.0 kVA	74.2 %
		C	852.7 kVA	74.2 %

Tabla G. 5: Pérdidas eléctricas y gastos de explotación asociados.

Condición	Perdidas Eléctricas (kW)	Energía perdida (MW-h/año)	Costo de pérdida (\$/año)
Sin RED	2469.04 kW	13842.4 MWh/año	553697
Con RED	1295.70 kW	6923.702MWh/año	276948

ANEXO H: ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA DE LAS 20:00 Y 05:00 HORAS.

Anexo H. 1: Flujo de carga a las 20:00 hs.

De acuerdo con el registro de demanda, la corriente promedio en la cabecera del alimentador a las 20:00 horas suele ser de 124.6 A. Para simular este escenario, se consideró una distribución de carga de 4300 kVA con un factor de potencia de 0.95. A continuación, se realizó un estudio de flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla H. 1: Resumen de flujo de carga en para las 20:00 hs.

Condición	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia.		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
Con RED	4640	454	4662	114.7	112.2	116.8	99.58	99.42	99.56
Sin RED	4953	1098	5073	124.6	122.6	126.7	97.62	97.50	97.76

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Tabla H. 2: TAP's de los reguladores a las 20:00 hs.

Posición	RT1	RT2	RT3
A	13	14	15
B	16	16	14
C	14	13	15

Tabla H. 3: Potencia suministrada a las 20:00 hs.

1° RED		2° RED		3° RED	
kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
200	50	250	100	300	120

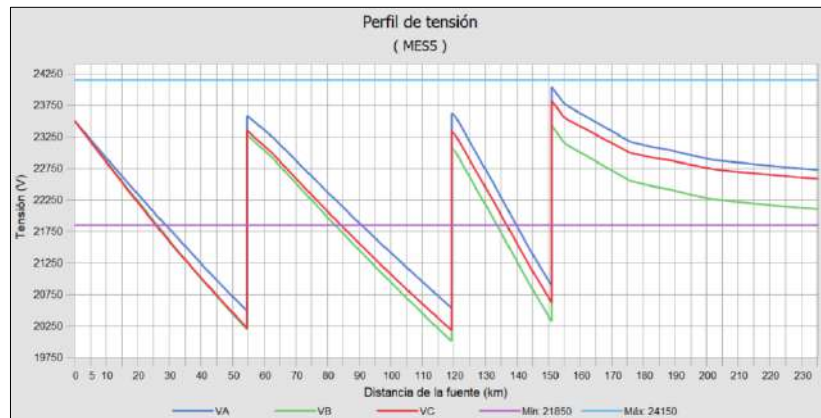


Figura H. 1: Perfil de tensión a las 20:00 hs.

Anexo H. 2: Flujo de carga 05:00 hs.

De acuerdo con el registro de demanda, la corriente promedio en la cabecera del alimentador a las 05:00 horas suele ser de 116.8 A. Para simular este escenario, se consideró una distribución de carga de 3500 kVA con un factor de potencia de 0.95. A continuación, se realizó un estudio de flujo de carga, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla H. 4: Resumen de flujo de carga en para las 17:00 hs.

Condición	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia.		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
Con RED	3680	168	3684	90.0	89.9	91.7	99.76	99.95	99.94
Sin RED	4729	600	4767	117.1	112.0	118.2	99.24	99.09	99.27

Tabla H. 5: TAP's de los reguladores a las 17:00 hs.

Posición	RT1	RT2	RT3
A	9	9	11
B	11	12	10
C	10	10	10

Tabla H. 6: Potencia suministrada a las 17:00 hs.

1° RED		2° RED		3° RED	
kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
200	0	250	100	250	50

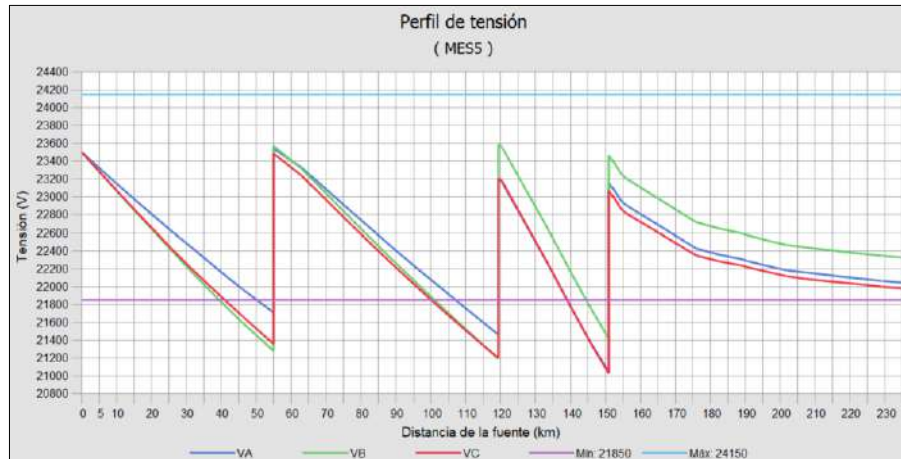


Figura H. 2: Perfil de tensión a las 17:00 hs.

Anexo H. 3: Análisis de flujo de carga para demanda mínima y sin RED.

Para realizar el estudio de demanda mínima se realizó una distribución de carga de 3500 kVA y factor de potencia de 0.97. Luego se realizó un estudio de flujo de carga cuyo resultado se detalla en Tabla H. 7. La posición de los TAPs en baja demanda sin RED se expone en Tabla H. 8.

Tabla H. 7: Resumen de flujo de carga en la cabecera del alimentador en demanda mínima y sin RED.

Condición	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia.		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
Sin RED	3496	240	3504	86.2	86.0	87.5	0.99	0.99	0.98

Tabla H. 8: Posición de los TAPs de los reguladores en baja demanda sin RED.

Posición	RT1	RT2	RT3
A	8	8	10
B	10	11	9
C	9	9	9

En la Figura H. 3 se presenta el perfil de tensión en demanda mínima y sin RED:

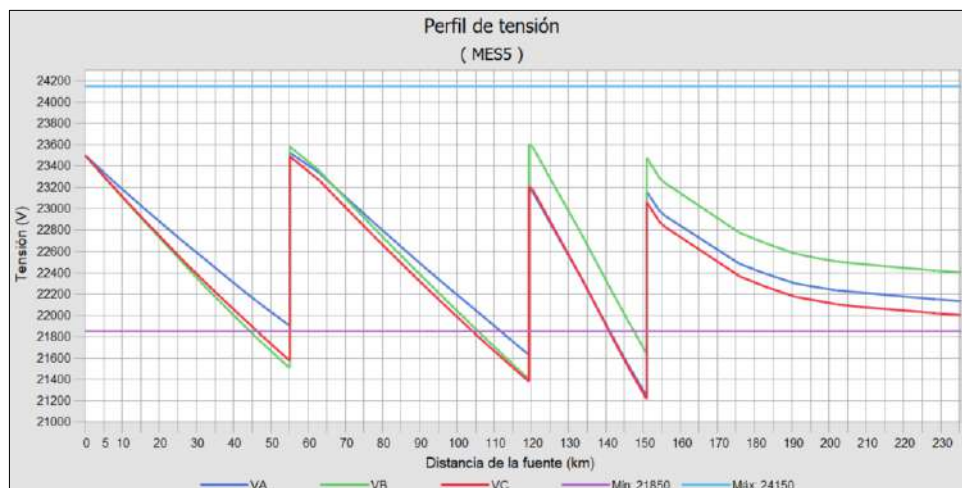


Figura H. 3: Perfil de tensión en demanda mínima y sin RED.

ANEXO I: ESCENARIOS DE DESPEJE DE CARGA EN DEMANDA MAXIMA.

En la Figura I. 1 se observa la ubicación de los reconectores:



Figura I. 1: Ubicaciones de los reconectores.

Para el escenario inicial de demanda máxima en el opera el reconector REC_29088, se utilizó la nueva configuración estudiada en el *capítulo 4*.

Anexo I. 1: Apertura del Reconector REC_29088 La Patria.

Perfil de tensión.

En el instante que ocurre la desconexión de troncal los niveles de tensión alcanzan los 32 kV se observa en la Figura I. 2. Cabe mencionar que la única fuente conectada a la red es el RED instalado en La Patria.

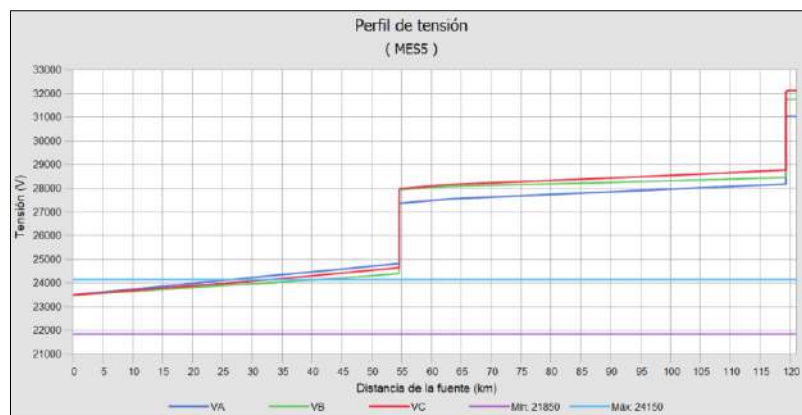


Figura I. 2: Perfil de tensión ante la apertura del REC_29088.

Atenuación de la variación de tensión de corta duración:

Para mitigar esta VTCD el RED instalado en La Patria debe ser capaz de suministrar potencia como se detalla en la Tabla I. 1. En la Figura I. 3 se expone la compensación de la sobretensión:

Tabla I. 1: Potencia suministrada por el RED de La Patria.

PV+BESS	
kW	kVAr
-720	-1975

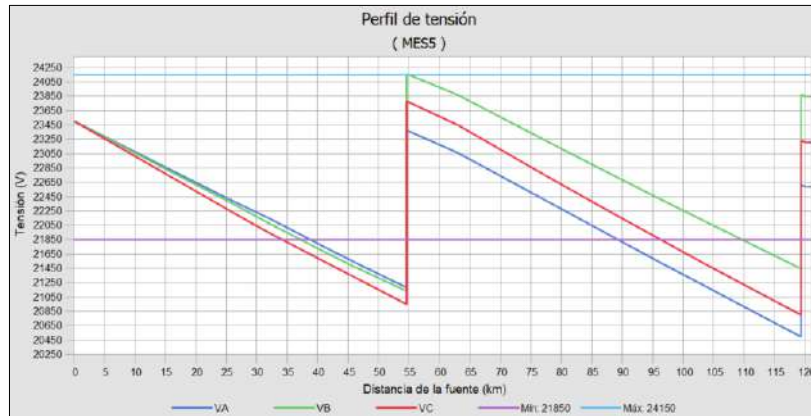


Figura I. 3: Atenuación de la fluctuación de tensión ante la apertura del REC_29088.

Anexo I. 2: Apertura del Reconectador REC_29089 zona Infante Rivarola.

Perfil de tensión para despeje de carga.

En el instante que ocurre el despeje de carga los niveles de tensión alcanzan los 25 kV aproximadamente, como se observa en la Figura I. 4. Cabe mencionar que las fuentes conectadas a la red son las de La Patria y la de zona Don Chiquito.

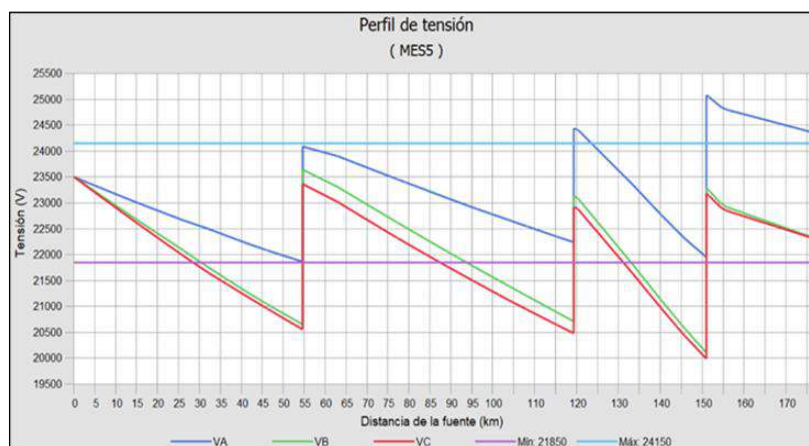


Figura I. 4: Fluctuación de tensión ante la apertura del REC_29089.

Atenuación de la variación de tensión de corta duración:

Para mitigar esta variación de tensión de corta duración los RED instalados en La Patria y en zona Don Chiquito deben de suministrar potencia como se detalla en la Tabla I. 2. En la Figura I. 5 se observa la atenuación correspondiente.

Tabla I. 2: Potencia a suministrar por los RED para atenuar la fluctuación de tensión.

RED La Patria.		RED zona Don Chiquito	
kW	kVAr	kW	kVAr
780	200	830	220

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGÉTICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

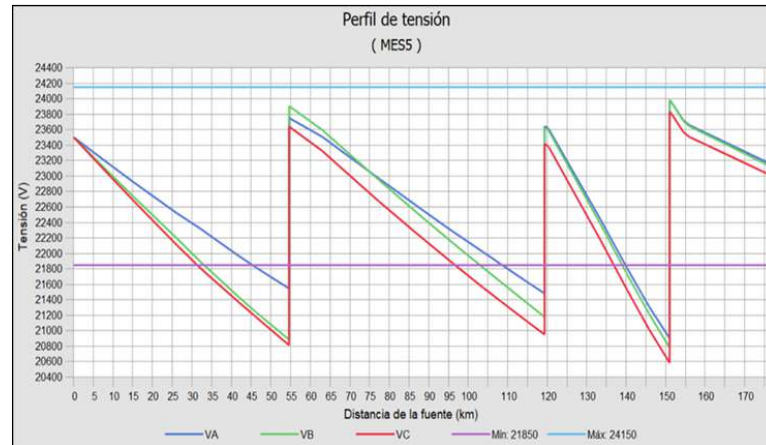
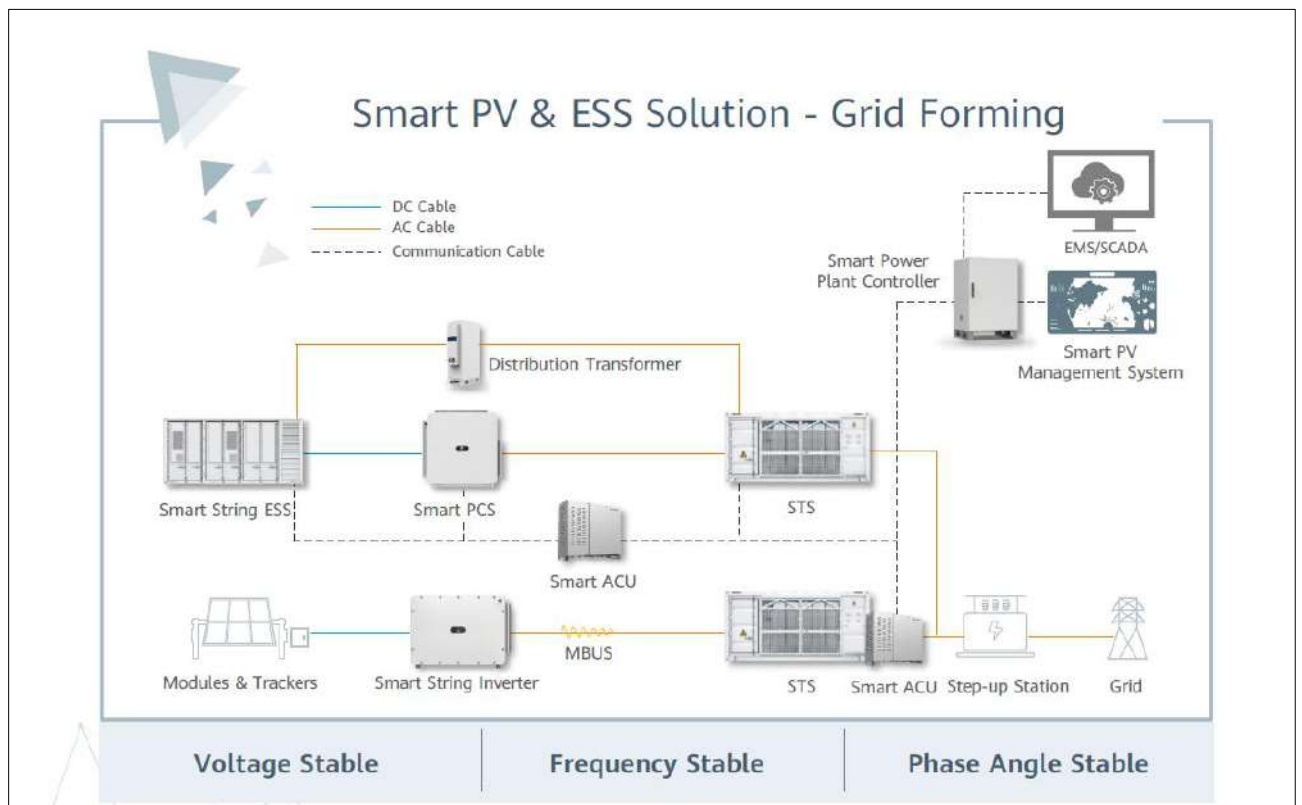



Figura I. 5: Atenuación del perfil de tensión ante la apertura REC_29089.


ANEXO J: DIAGRAMA PARA LA SOLUCION Smart PV & ESS Solution - Grid Forming.




ANEXO K: FICHA TECNICA DEL CONTENEDOR DE BATERIA LUNA2000-2.0MWH.

LUNA2000-2.0MWH Series
Smart String ESS







More Energy



Optimal Investment



Simple O&M



Safe & Reliable

Battery Container			
Model	LUNA2000-2.0MWH-4H1	LUNA2000-2.0MWH-2H1	LUNA2000-2.0MWH-1H1
DC Rated Voltage	1,250 V		
DC Max. Voltage	1,500 V		
Nominal Energy Capacity	2,032 kWh		
Charge & Discharge Rate	≤ 0.25 C	≤ 0.5 C	≤ 1 C
Rated Power	508 kW	1,016 kW	2,032 kW
Container Configuration (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm		
Container Weight	≤ 30 t		
Operation Temperature Range	-30°C ~ 55°C		
Storage Temperature Range	-40°C ~ 60°C		
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	4,000 m		
Cooling Method	Smart Air Cooling		
Configuration of HVAC	2 HVACs	4 HVACs	6 HVACs
Fire Suppression System	Novec 1230™ + Water Sprinkler		
Communication Interface	Ethernet / SFP		
Communication Protocol	Modbus TCP / IEC 104		
Protection Degree	IP55		
Anti-corrosion Protection	C5-Medium		
Low Voltage AC Coupling	Yes	Yes	Yes
Grid Forming	Yes	Yes	Yes


Standards Compliance

RoHS, IEC62477-1, IEC62040-1, IEC61000-6-2, EN55011, UL9540A, IEC62619, UN3536, etc.

ANEXO L: FICHA TECNICA Y CURVA CARACTERISTICA DEL INVERSOR INTELIGENTE LUNA2000-200KTL-H1.

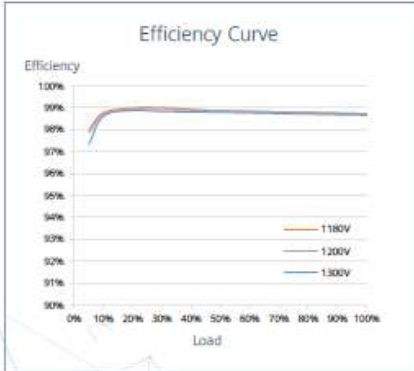
Anexo L. 1: Ficha técnica del inversor LUNA2000-200KTL-H1

LUNA2000-200KTL-H1
Smart PCS



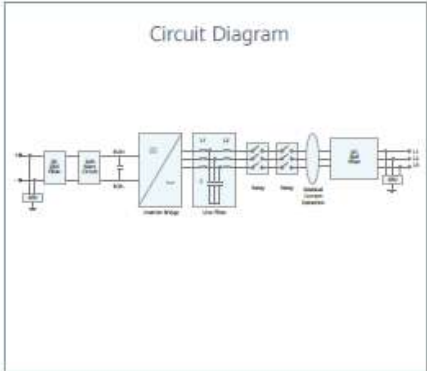
- Max. Efficiency 99%
- Modular Design
- IP66 Protection
- Surge Arresters for DC & AC
- Ethernet Communication
- Grid Forming

Efficiency Curve



Load (%)	1180V Efficiency (%)	1200V Efficiency (%)	1300V Efficiency (%)
0%	97.5	97.5	97.5
10%	98.5	98.5	98.5
20%	98.8	98.8	98.8
30%	98.9	98.9	98.9
40%	99.0	99.0	99.0
50%	99.0	99.0	99.0
60%	99.0	99.0	99.0
70%	99.0	99.0	99.0
80%	99.0	99.0	99.0
90%	99.0	99.0	99.0
100%	99.0	99.0	99.0

Circuit Diagram



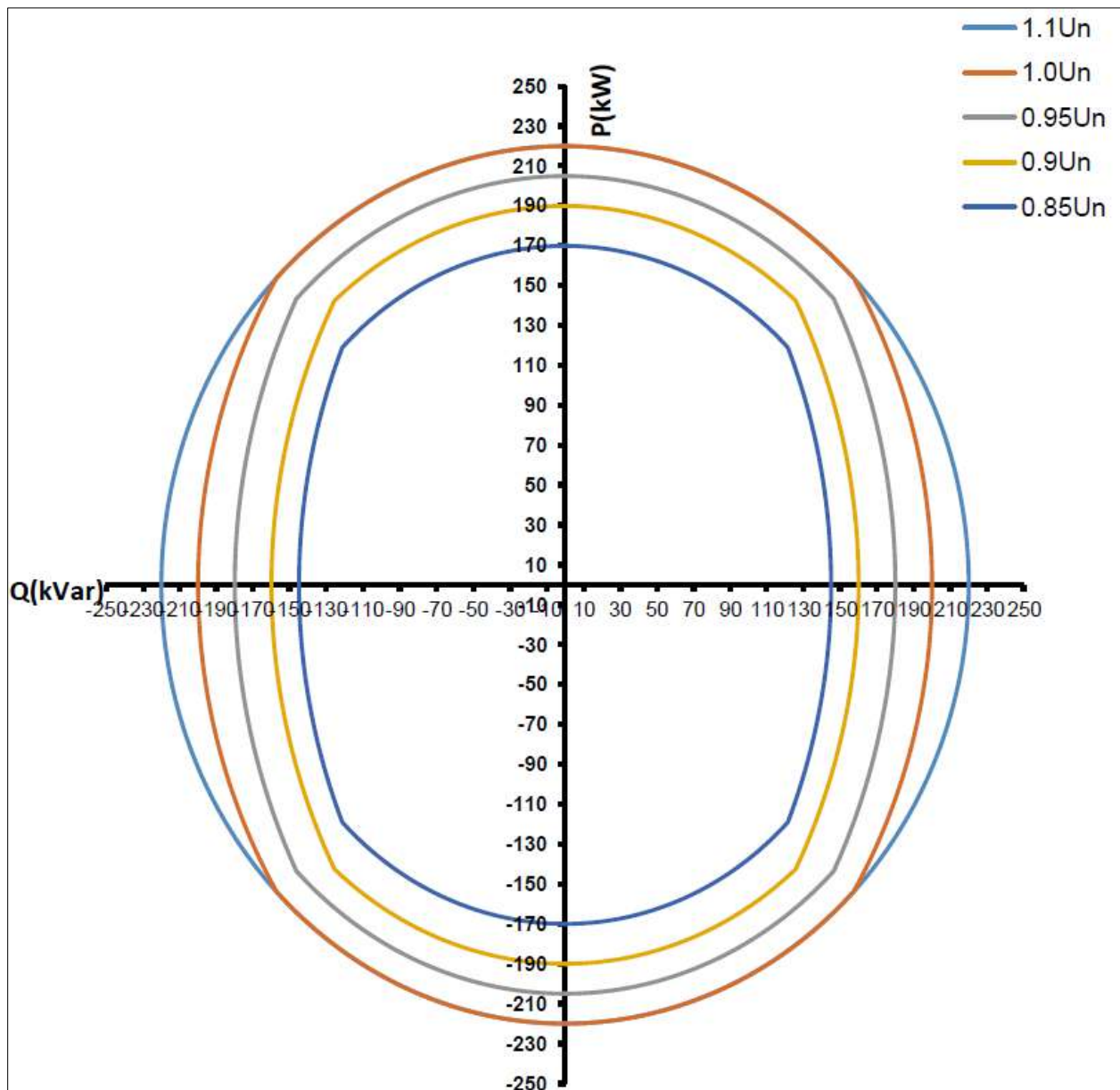
SOLAR.HUAWEI.COM

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

LUNA2000-200KTL-H1	
Technical Specifications	
Efficiency	
Max. Efficiency	99.01%
DC Side	
Rated DC Voltage	1,180 V
Max. DC Voltage	1,500 V
Operating DC Voltage Range	1,180 V – 1,500 V
Max. DC Current	207.6 A
Max. Number of Inputs	1
AC Side	
Rated AC Active Power	200,000 W @40°C
Rated AC Voltage	800 Vac, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Max. AC Current	173.2 A
Adjustable Power Factor Range	-1 ... +1
Max. Total Harmonic Distortion	THD _i < 1% (Rated)
Grid Forming	Yes
Protection	
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Protection	Yes
DC Surge Protection ¹	Type II
AC Surge Protection ¹	Type II
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
Ethernet	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	875 x 820 x 365 mm
Weight	< 99 kg
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 – 100% (Non-condensing)
DC Connector	OT / DT Terminal
AC Connector	OT / DT Terminal
Protection Degree	IP66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless

¹: Compatible Type II protection class according to IEC / EN 61643-11

Anexo L. 2: Curva característica del inversor inteligente LUNA2000-200KTL-H1.

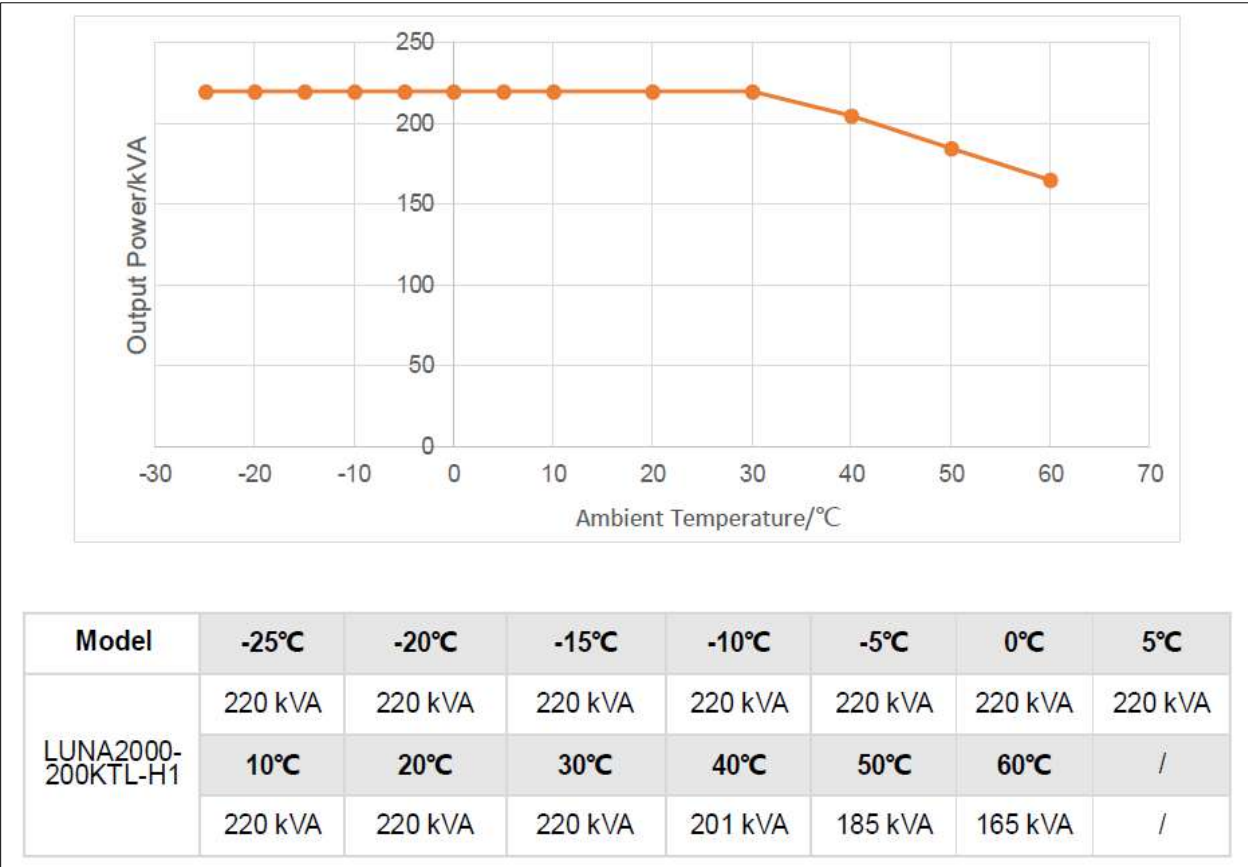


Nota:

- Cuando el PCS inteligente funciona con una tensión de red de 1,0/1,1 p.u., la potencia de salida máxima es de 220 kW (cuando $PF=\pm 1$), o 220 kVA.
- Cuando el PCS inteligente funciona con una tensión de red de 0,95 p.u., la potencia de salida máxima es de 205 kW (cuando $PF=\pm 1$), o 211,2 kVA.
- Cuando el PCS inteligente funciona con una tensión de red de 0,9 p.u., la potencia de salida máxima es de 190 kW (cuando $PF=\pm 1$), o 190 kVA.
- Cuando el PCS inteligente funciona con una tensión de red de 0,85 p.u., la potencia de salida máxima es de 170 kW (cuando $PF=\pm 1$), o 170 kVA.

- **Curva de reducción de potencia en función de la temperatura ambiente.**

PF=1, Tensión de red: 800Vac, Tensión de bus: 1200Vdc



ANEXO M: FICHA TECNICA DEL PANEL SOLAR.



KuPower

HIGH EFFICIENCY MONO PERC MODULE
CS3K-315|320|325|330|335MS
(1000 V / 1500 V)



MBB 5BB

MOREPOWER

-  Low power loss in cell connection
-  Low NIMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax): -0.38 % / °C
-  Better shading tolerance
-  High PTC
High PTC rating of up to: 83.24 %

MORE RELIABLE

-  Lower hot spot temperature
-  Minimizes micro-cracks
-  Heavy snow load up to 8000 Pa,
wind load up to 4000 Pa*

*Black frame product can be provided upon request.

25

years

linear power output warranty*

12

years

enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / MCS / CQC
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
Take-e-way







* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

ENGINEERING DRAWING (mm)

Rear View

Frame Cross Section A-A

Mounting Hole

CS3K-320MS / I-V CURVES

Legend for I-V Curves:

- 1000 W/m² (Red)
- 800 W/m² (Blue)
- 600 W/m² (Green)
- 400 W/m² (Orange)
- 200 W/m² (Yellow)

Temperature Legend:

- 5°C (Red)
- 25°C (Blue)
- 45°C (Green)
- 65°C (Orange)

ELECTRICAL DATA | STC*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (P _{max})	315 W	320 W	325 W	330 W	335 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	33.1 V	33.3 V	33.5 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	9.52 A	9.61 A	9.71 A	9.80 A	9.88 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	39.9 V	40.1 V	40.3 V	40.5 V	41.2 V
Short Circuit Current (I _{sc})	10.08 A	10.14 A	10.22 A	10.30 A	10.39 A
Module Efficiency	18.98%	19.28%	19.56%	19.86%	20.18%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 5W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3K	315MS	320MS	325MS	330MS	335MS
Nominal Max. Power (P _{max})	235 W	238 W	242 W	246 W	249 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	30.8 V	31.0 V	31.2 V	31.4 V	31.6 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	7.81 A	7.69 A	7.76 A	7.84 A	7.91 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	37.4 V	37.6 V	37.8 V	38.0 V	38.6 V
Short Circuit Current (I _{sc})	8.12 A	8.18 A	8.24 A	8.31 A	8.38 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 X (10 X 6)]
Dimensions	1675 X 992 X 35 mm (85.9 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	18.5 kg (40.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1160 mm (45.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	840 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E8, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO N: FICHA TECNICA Y CURVA CARACTERISTICA DE SALIDA DEL INVERSOR SUN2000-215KTL-H0.

Anexo N. 1: Ficha técnica del inversor SUN2000-215KTL-H0.



9 MPP Trackers



Max. Efficiency $\geq 99.0\%$



Smart String-level Disconnection



Smart I-V Curve Diagnosis Supported



MBUS Supported



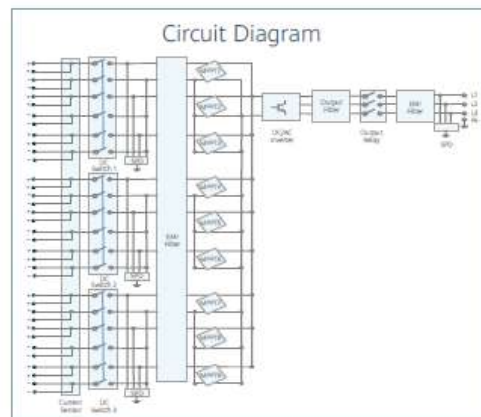
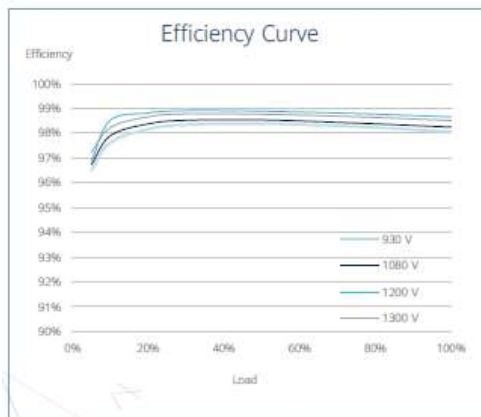
Fuse Free Design



Surge Arresters for DC & AC



IP66 Protection

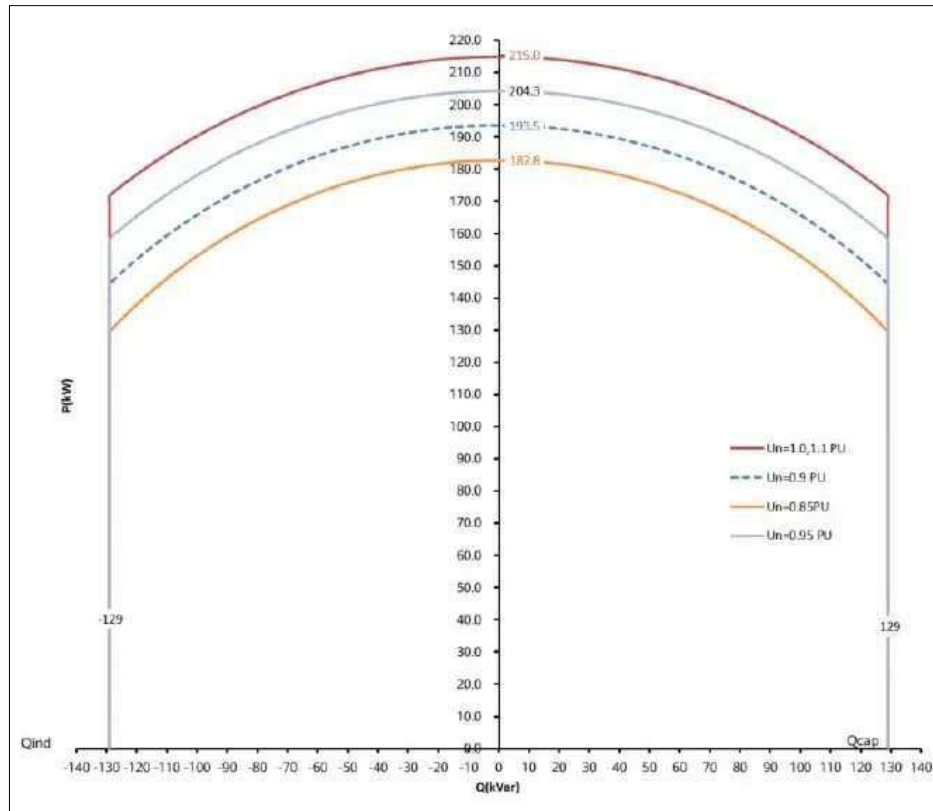


PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.80%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD, < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 86 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	MC4 EVO2
AC Connector	Support OT / DT Terminal
Protection Degree	IP66
Anti-corrosion Protection	C5-Medium
Topology	Transformerless

Anexo N. 2: Curva característica de salida del inversor fotovoltaico SUN2000-215KTL-H0.

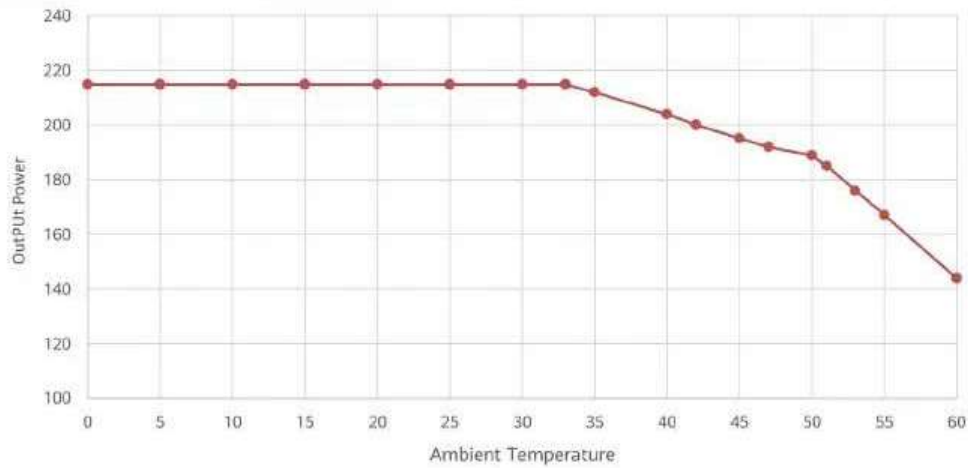
• CURVA DE CARACTERISTICA.



Nota:

- Cuando SUN2000-215KTL-H0 funciona con un voltaje de red de 1,0/1,1 p.u., la potencia de salida puede alcanzar 215 kW (cuando PF=1) o 215 kVA.
- Cuando SUN2000-215KTL-H0 funciona con un voltaje de red de 0,9 p.u., la potencia de salida puede alcanzar 193,5 kW (cuando PF=1) o 193,5 KVA.
- Cuando SUN2000-215KTL-H0 funciona con una tensión de red de 0,85 p.u., la potencia de salida puede alcanzar 182,8 kW (cuando PF=1) o 182,8 kVA.

- **Curva de reducción de potencia en función de la temperatura ambiente.**



Tensión de red: 800 V CA, FP=1, potencia de salida bajo tensión de trabajo de CC específico

Model	-25°C	25°C	30°C	33°C	35°C	40°C	42°C
SUN2000-215KTL-H0	215 kVA	215 kVA	215 kVA	215 kVA	212 kVA	204 kVA	200 kVA
	45°C	47°C	50°C	51°C	53°C	55°C	60°C
	195 kVA	192 kVA	189 kVA	185 kVA	176 kVA	167 kVA	144 kVA

ANEXO O: CALCULO DE ASOCIACIÓN DE PANELES Y ARREGLO FOTOVOLTAICO.

En la Tabla O. 1 se exponen los datos de Temperatura Máxima y Mínima e Irradiancia Global Máxima. Con estos datos se podrá calcular la temperatura máxima de operación de los paneles.

Tabla O. 1: Datos de Temperatura Máxima y Mínima e Irradiancia Global Máxima.

La Patria			Zona estancia Don Chiquito			Infante Rivarola		
$T_{a,max}$ (°C)	$T_{a,min}$ (°C)	G_{max} (W/m ²)	$T_{a,max}$ (°C)	$T_{a,min}$ (°C)	G_{max} (W/m ²)	$T_{a,max}$ (°C)	$T_{a,min}$ (°C)	G_{max} (W/m ²)
48.09	3.32	1123,52	49.07	3.73	1124,16	49.08	3.75	1124,03

A continuación, de la ficha técnica expuesto en el **ANEXO M** se presentan los datos STC (Standard Test Conditions) del panel seleccionado. Estos datos serán utilizados para calcular el arreglo fotovoltaico.

Tabla O. 2: Datos STC del panel seleccionado.

PANEL HIKU6 MONO PERC CS6W-550MS	
Potencia máxima nominal (Pmax)	325 W
Voltaje de circuito abierto (Voc)	40.3 V
Corriente de corto circuito (Isc)	10.22 A
Temperatura nominal de operación de celda (Tnoct)	42°C
Coefficiente de temperatura de Voc (CTV)	-0.29 %/°C
Coefficiente de temperatura de Isc (CTI)	0.05 %/°C
Voltaje máximo del sistema	1500 V
Voltaje a potencia máxima (Vmpp)	33.5 V
Corriente a potencia máxima (Imp)	9.71 A

De la ficha técnica del inversor expuesto en el **ANEXO N** se muestra la tabla se puede observar los datos de entrada del inversor fotovoltaico cuyos parámetros servirán para el arreglo del inversor con la cadena de paneles solares:

Tabla O. 3: Datos de entrada del inversor SUN2000-215KTL-H0.

Datos de entrada del inversor SUN2000-215KTL-H0	
Potencia máxima de corriente continua ($P_{max,cc}$)	405 kW
Voltaje máximo de entrada ($V_{max,cc}$)	1500 V
Voltaje mínimo de arranque ($V_{n,cc}$)	550 V
Corriente máxima de entrada ($I_{max,cc}$)	270 A
Corriente de corto circuito ($I_{sc,inv}$)	450 A
Voltaje mínimo de MPPT ($V_{mpp,minINV}$)	500 V
Voltaje máximo de MPPT ($V_{mpp,maxINV}$)	1500 V
Potencia nominal (P_{inv})	200 kW
Número de MPP independientes	9 un
Corriente máxima admisible por entrada	30

Anexo O. 1: Asociación de paneles.

▪ LA PATRIA.

Utilizando los datos del panel mostrados en la **tabla O.2** y los datos temperatura e irradiancia de la **tabla O.1** se calculó mediante la ecuación (2.0) la temperatura máxima de operación de las celdas solares ($T_{o,max}$):

$$T_{o,max} = T_{a,max} + G * \frac{(T_{noct}-20)}{800} \quad (2.0)$$

$$T_{o,max} = 48.09 + 1123.52 * \frac{(42 - 20)}{800}$$

$$T_{o,max} = 76.69^{\circ}C$$

Donde: $T_{a,max}$ es la temperatura máxima del ambiente, T_{noct} es la temperatura nominal de operación de celda (ver **tabla O.2**) y G es la irradiancia global máxima.

▪ Cálculos para limitar la cantidad de paneles en serie.

Usando los parámetros expuestos en la **tabla O.2** y **O.3**, y mediante la ecuación (3.0), se calculó el voltaje máximo en circuito abierto para un módulo, denominado $V_{oc,max}$, el cual se produce a la temperatura mínima de operación del módulo. Posteriormente, con la ecuación (4.0), se determina un rango inicial para la cantidad de paneles en serie.

$$V_{oc,max} = V_{oc} + CTV * (T_{a,min} - 25) * V_{oc} \quad (3.0)$$

$$V_{oc,max} = 40.3 + (-0.0029) * (3.32 - 25) * 40.3$$

$$V_{oc,max} = 42.83 V$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{V_{max,cc}}{V_{oc,max}} \quad (4.0)$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{1500}{42.83}$$

$$N_{s,max}^1 \leq 35.02$$

Donde V_{oc} es la tensión de circuito abierto, CTV es el coeficiente de temperatura de V_{oc} y $T_{a,min}$ es la temperatura mínima del ambiente. Por otro lado $N_{s,max}^1$ es la cantidad máxima de paneles y $V_{max,cc}$ es la tensión máxima de entrada del inversor.

Además, aplicando las ecuaciones (5.0) y (6.0), se determinó el valor máximo ($V_{mpp,max}$), y mínimo ($V_{mpp,min}$) del voltaje de máxima potencia considerando que el factor de forma permanece constante bajo las condiciones de operación [10], y trasladando esta constancia a los factores $\frac{V_{mpp}}{V_{oc}}$

e $\frac{I_{mpp}}{I_{sc}}$. Posteriormente, utilizando las ecuaciones (7.0) y (8.0), se obtuvo el segundo rango para el

número de paneles en serie.

$$V_{mpp,max} = \frac{V_{mpp} * V_{oc,max}}{V_{oc}} \quad (5.0)$$

$$V_{mpp,max} = \frac{33.5 * 42.83}{40.3}$$

$$V_{mpp,max} = \mathbf{35.60 V}$$

$$V_{mpp,min} = V_{mpp} + CTV * (T_{o,max} - 25) * V_{mpp} \quad (6.0)$$

$$V_{mpp,min} = 33.5 + (-0.0029) * (76.69 - 25) * 33.5$$

$$V_{mpp,min} = \mathbf{28.48 V}$$

$$N_{s,max}^2 \leq \frac{V_{mpp,maxINV}}{V_{mpp,max}} \quad (7.0)$$

$$N_{s,max}^2 \leq \frac{1500}{33.60}$$

$$N_{s,max}^2 \leq \mathbf{42.13}$$

$$N_{s,min}^2 \geq \frac{V_{mpp,minINV}}{V_{mpp,min}} \quad (8.0)$$

$$N_{s,min}^2 \geq \frac{500}{28.48}$$

$$N_{s,min}^2 \geq \mathbf{18}$$

Tabla O. 4: Rango de paneles en serie en La Patria.

La Patria
$1 \leq N_s^1 \leq 35$
$18 \leq N_s^2 \leq 42$
$18 \leq N_s \leq 35$

▪ **Cálculo para determinar la cantidad máxima de cadenas en paralelo.**

Utilizando la ecuación (9.0), se determinó la corriente de cortocircuito ajustada a la temperatura máxima de operación del panel. Posteriormente, con la ecuación (10.0), se calculó la cantidad máxima de cadenas en paralelo.

$$I_{sc,max} = I_{sc} + CTI * (T_{o,max} - 25) * I_{sc} \quad (9.0)$$

$$I_{sc,max} = 10.22 + 0.0005 * (76.69 - 25) * 10.22$$

$$I_{sc,max} = \mathbf{10.48 A}$$

$$N_p \leq \frac{I_{max,cc}}{I_{sc,max}} \quad (10.0)$$

$$N_p \leq \frac{270}{10.48}$$

$$N_p \leq 26$$

Tabla O. 5: Limite de cadenas en paralelo en La Patria.

La Patria.
$N_{p,max} \leq 26$

▪ **ZONA ESTANCIA DON CHIQUITO.**

Utilizando los datos del panel mostrados en la **tabla O.2** y los datos temperatura e irradiancia de la **tabla O.1** se calculó mediante la ecuación (2.0) la temperatura máxima de operación de las celdas solares ($T_{o,max}$):

$$T_{o,max} = T_{a,max} + G * \frac{(T_{noct}-20)}{800} \quad (2.0)$$

$$T_{o,max} = 49.07 + 1124 * \frac{(42 - 20)}{800}$$

$$T_{o,max} = 76.78^{\circ}C$$

▪ **Cálculos para limitar la cantidad de paneles en serie.**

Usando los parámetros expuestos en la **tabla O.2 y O.3**, y mediante la ecuación (3.0), se calculó el voltaje máximo en circuito abierto para un módulo, denominado $V_{oc,max}$, el cual se produce a la temperatura mínima de operación del módulo. Posteriormente, con la ecuación (4.0), se determina un rango inicial para la cantidad de paneles en serie.

$$V_{oc,max} = V_{oc} + CTV * (T_{a,min} - 25) * V_{oc} \quad (3.0)$$

$$V_{oc,max} = 40.3 + (-0.0029) * (3.73 - 25) * 40.3$$

$$V_{oc,max} = 42.79 V$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{V_{max,cc}}{V_{oc,max}} \quad (4.0)$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{1500}{42.79}$$

$$N_{s,max}^1 \leq 35.06$$

Además, aplicando las ecuaciones (5.0) y (6.0), se determinó el valor máximo ($V_{mpp,max}$), y mínimo ($V_{mpp,min}$) del voltaje de máxima potencia considerando que el factor de forma permanece constante bajo las condiciones de operación [10], y trasladando esta constancia a los factores $\frac{V_{mpp}}{V_{oc}}$

e $\frac{I_{mpp}}{I_{sc}}$. Posteriormente, utilizando las ecuaciones (7.0) y (8.0), se obtuvo el segundo rango para el número de paneles en serie.

$$\boxed{V_{mpp,max} = \frac{V_{mpp} * V_{oc,max}}{V_{oc}}} \quad (5.0)$$

$$V_{mpp,max} = \frac{33.5 * 42.79}{40.3}$$

$$\mathbf{V_{mpp,max} = 35.57 V}$$

$$\boxed{V_{mpp,min} = V_{mpp} + CTV * (T_{o,max} - 25) * V_{mpp}} \quad (6.0)$$

$$V_{mpp,min} = 33.5 + (-0.0029) * (76.78 - 25) * 33.5$$

$$\mathbf{V_{mpp,min} = 28.47 V}$$

$$\boxed{N_{s,max}^2 \leq \frac{V_{mpp,max} INV}{V_{mpp,max}}} \quad (7.0)$$

$$N_{s,max}^2 \leq \frac{1500}{36.07}$$

$$\mathbf{N_{s,max}^2 \leq 42}$$

$$\boxed{N_{s,min}^2 \geq \frac{V_{mpp,min} INV}{V_{mpp,min}}} \quad (8.0)$$

$$N_{s,min}^2 \geq \frac{500}{28.47}$$

$$\mathbf{N_{s,min}^2 \geq 18}$$

Tabla O. 6: Rango de paneles en serie en zona Estancia Don Chiquito.

Don Chiquito
$1 \leq N_s^1 \leq 35$
$18 \leq N_s^2 \leq 42$
$18 \leq N_s \leq 35$

▪ **Cálculo para determinar la cantidad máxima de cadenas en paralelo.**

Utilizando la ecuación (9.0), se determinó la corriente de cortocircuito ajustada a la temperatura máxima de operación del panel. Posteriormente, con la ecuación (10.0), se calculó la cantidad máxima de cadenas en paralelo.

$$\boxed{I_{sc,max} = I_{sc} + CTI * (T_{o,max} - 25) * I_{sc}} \quad (9.0)$$

$$I_{sc,max} = 10.22 + 0.0005 * (76.78 - 25) * 10.22$$

$$\mathbf{I_{sc,max} = 10.25 A}$$

$$N_p \leq \frac{I_{max,cc}}{I_{sc,max}} \quad (10.0)$$

$$N_p \leq \frac{270}{10.25}$$

$$N_p \leq 26$$

Tabla O. 7: Limite de cadenas en paralelo en zona Estancia Don Chiquito.

Don Chiquito
$N_{p,max} \leq 26$

▪ **ZONA INFANTE RIVAROLA.**

Utilizando los datos del panel mostrados en la *tabla O.2* y los datos temperatura e irradiancia de la *tabla O.1* se calculó mediante la ecuación (6.1) la temperatura máxima de operación de las celdas solares ($T_{o,max}$):

$$T_{o,max} = T_{a,max} + G * \frac{(T_{noct}-20)}{800} \quad (2.0)$$

$$T_{o,max} = 49.07 + 1124.03 * \frac{(42 - 20)}{800}$$

$$T_{o,max} = 76.79^{\circ}C$$

▪ **Cálculos para limitar la cantidad de paneles en serie.**

Usando los parámetros expuestos en la *tabla O.2* y *O.3*, y mediante la ecuación (3.0), se calculó el voltaje máximo en circuito abierto para un módulo, denominado $V_{oc,max}$, el cual se produce a la temperatura mínima de operación del módulo. Posteriormente, con la ecuación (4.0), se determina un rango inicial para la cantidad de paneles en serie.

$$V_{oc,max} = V_{oc} + CTV * (T_{a,min} - 25) * V_{oc} \quad (3.0)$$

$$V_{oc,max} = 40.3 + (-0.0029) * (3.75 - 25) * 40.3$$

$$V_{oc,max} = 42.78 V$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{V_{max,cc}}{V_{oc,max}} \quad (4.0)$$

$$N_{s,max}^1 \leq \frac{1500}{42.78}$$

$$N_{s,max}^1 \leq 35.06$$

Además, aplicando las ecuaciones (5.0) y (6.0), se determinó el valor máximo ($V_{mpp,max}$), y mínimo ($V_{mpp,min}$) del voltaje de máxima potencia considerando que el factor de forma permanece constante bajo las condiciones de operación [10], y trasladando esta constancia a los factores $\frac{V_{mpp}}{V_{oc}}$

e $\frac{I_{mpp}}{I_{sc}}$. Posteriormente, utilizando las ecuaciones (7.0) y (8.0), se obtuvo el segundo rango para el número de paneles en serie.

$$\boxed{V_{mpp,max} = \frac{V_{mpp} * V_{oc,max}}{V_{oc}}} \quad (5.0)$$

$$V_{mpp,max} = \frac{33.5 * 42.78}{40.3}$$

$$\mathbf{V_{mpp,max} = 35.56 V}$$

$$\boxed{V_{mpp,min} = V_{mpp} + CTV * (T_{o,max} - 25) * V_{mpp}} \quad (6.0)$$

$$V_{mpp,min} = 33.5 + (-0.0029) * (76.79 - 25) * 33.5$$

$$\mathbf{V_{mpp,min} = 28.47 V}$$

$$\boxed{N_{s,max}^2 \leq \frac{V_{mpp,max} INV}{V_{mpp,max}}} \quad (7.0)$$

$$N_{s,max}^2 \leq \frac{1500}{36.06}$$

$$\mathbf{N_{s,max}^2 \leq 42}$$

$$\boxed{N_{s,min}^2 \geq \frac{V_{mpp,min} INV}{V_{mpp,min}}} \quad (8.0)$$

$$N_{s,min}^2 \geq \frac{500}{28.47}$$

$$\mathbf{N_{s,min}^2 \geq 18}$$

Tabla O. 8: Rango de paneles en serie en Infante Rivarola.

Infante Rivarola
$1 \leq N_s^1 \leq 35$
$18 \leq N_s^2 \leq 42$
$18 \leq N_s \leq 35$

▪ **Cálculo para determinar la cantidad máxima de cadenas en paralelo.**

Utilizando la ecuación (6.8), se determinó la corriente de cortocircuito ajustada a la temperatura máxima de operación del panel. Posteriormente, con la ecuación (10.0), se calculó la cantidad máxima de cadenas en paralelo.

$$\boxed{I_{sc,max} = I_{sc} + CTI * (T_{o,max} - 25) * I_{sc}} \quad (9.0)$$

$$I_{sc,max} = 10.22 + 0.0005 * (76.79 - 25) * 10.22$$

$$\mathbf{I_{sc,max} = 10.25 A}$$

$$\boxed{N_p \leq \frac{I_{max,cc}}{I_{sc,max}}} \quad (10.0)$$

$$N_p \leq \frac{270}{10.25}$$

$$N_p \leq 26$$

Tabla O. 9: Limite de cadenas en paralelo en Infante Rivarola.

Infante Rivarola
$N_{p,max} \leq 26$

Anexo O. 2: Arreglo fotovoltaico para los tres sistemas fotovoltaicos.

Se realizó el cálculo del sobredimensionamiento fotovoltaico mediante la ecuación 9.0 donde P_g es la potencia generada por los paneles y P_{INV} es la potencia del inversor fotovoltaico. En la **tabla O.10** se expone la cantidad paneles en serie y cadenas en paralelo en el arreglo, con el sobredimensionado correspondiente.

$$\text{Sobredimensionamiento (\%)} = \left(\frac{P_g}{P_{INV}} - 1 \right)$$

Tabla O. 10: Resultado del caculo de sobredimensionamiento de los arreglos fotovoltaicos.

La Patria. – Don Chiquito. – Infante Rivarola.				
Ns	Np	Paneles p/inversor	P_g (Wp)	$(P_g/P_{INV}-1)$ %
32	26	832	270.64	29.07
33	26	858	279.09	29.80
34	25	850	276.49	28.61
35	25	875	284.62	32.38
35	24	840	273.24	27.08
34	24	816	265.03	23.45
33	23	759	246.89	14.83
32	23	736	239.41	11.35

ANEXO P: CONFIGURACIONES PARA ANALISIS DINAMICO A LARGO PLAZO.

• **Curva de demanda.**

Para la creación de la curva de demanda se consideró un periodo de tiempo de 24 hs (86400 s) con una demanda máxima promedio de 140 A en horas de la madrugada y una demanda mínima promedio de 93 A en horas del mediodía. Para crear la curva de demanda se elabora un archivo TXT y se ingresan el porcentaje de potencia y factor de potencia en un intervalo de tiempo de 30 minutos (1800 s) como se muestra en la tabla P.1:

Tabla P. 1: Datos ingresados para el modelado de curva de demanda.

[LOAD_CURVE_VALUES]	43200,51.70,93.7291
FORMAT=TIME, P, PF	45000,52.44,93.7736
0,72.5,89.7071	46800,53.29,93.8181
1800,78.26,89.21085	48600,53.96,93.833
3600,85.4,89.7146	50400,55.00,94.8479
5400,88.7,89.6818	52200,55.90,94.85445
7200,90.2,89.649	54000,56.48,94.861
9000,94.7,90.5786	55800,58.55,94.875
10800,98.92,91.082	57600,60.15,95.889
12600,93.86,91.46715	59400,62.68,95.85785
14400,87.71,90.4261	61200,65.80,95.8267
16200,81.81,90.4163	63000,66.90,95.71755
18000,75.66,90.4065	64800,68.95,95.6084
19800,66.91,90.36625	66600,70.95,94.59875
21600,64.92,90.326	68400,71.86,95.5891
23400,62.08,90.40485	70200,72.86,95.57545
25200,58.35,89.4837	72000,74.5,94.5618
27000,53.1,91.718	73800,74.88,94.5592
28800,52.46,91.9523	75600,75.97,94.5566
30600,52.0,91.84795	77400,75.55,94.5646
32400,51.35,92.1436	79200,75.66,94.5726
34200,51.70,92.2601	81000,75.69,94.5851
36000,51.40,92.3766	82800,75.71,94.5976
37800,51.10,93.5077	84600,75.80,94.61875
39600,51.66,93.6388	86400,76.94.6399
41400,51.92,93.68395	

A continuación, se ingresa a la pestaña equipo>Biblioteca>Modelos de curvas de carga y en el icono cuadrado que dice “De archivo” añadimos nuestra curva de demanda como se muestra en la *figura P.1.*

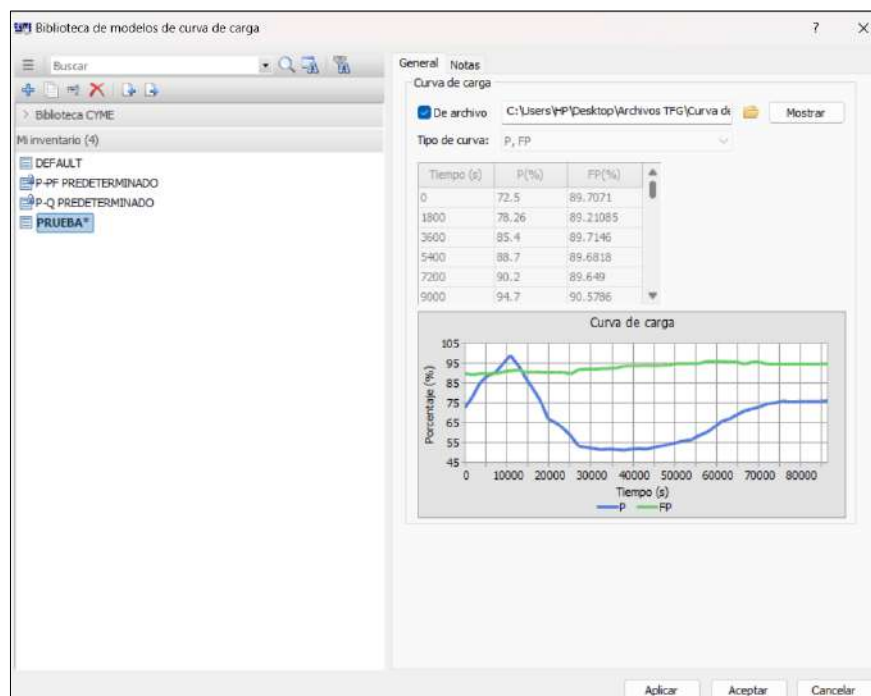


Figura P. 1: Curva de carga.

• Configuración de los sistemas fotovoltaicos y los BESS.

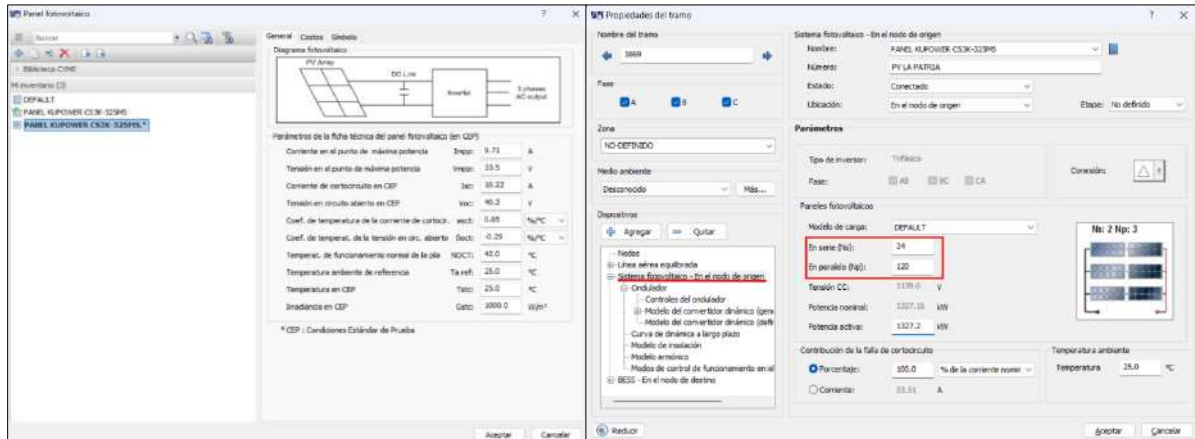


Figura P. 2: Parámetros de los paneles y la asociación de estas para La Patria.

Primero se añaden a la red los paneles solares y los BESS desde el inventario de equipos en la sección de Fuentes y Generadores, ubicándolos en las ubicaciones propuestas. Luego en la primera pestaña del panel, en el cuadro “sistema fotovoltaico” ingresamos al icono azul y creamos el panel fotovoltaico con los parámetros mostrados en el grafico izquierdo de la **figura P.2**. Posteriormente, en el cuadro de “paneles fotovoltaicos” ingresamos la cantidad total de paneles en serie y paralelo. En el grafico derecho de la **figura P.2**. muestra la cantidad de paneles para La Patria, mientras que para las demás ubicaciones serán de N_s : 34 y N_p : 144.

Seguidamente, en la pestaña 'Ondulador', se ingresan los datos de la suma total de la potencia de los inversores. En la **figura P.3**. se muestra la suma de la potencia de los inversores del sistema PV de La Patria. Para los sistemas PV de Don Chiquito e Infante Rivarola, las sumas de las potencias son 1290 kVA, 1200 kW y 780 kVA, respectivamente.

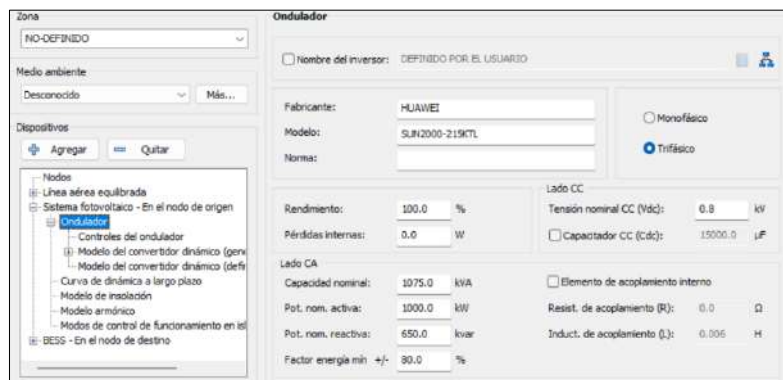


Figura P. 3: Parámetros de la suma total de potencias de los inversores (La Patria).

Después, en la pestaña “curva de dinámica a largo plazo” seleccionamos “ajustar por modelo de insolación”. Luego, en la pestaña modelos de insolación seleccionamos MCAL. ESTIGARRIBIA como se muestra en la **figura P.4**. Los detalles del modelado de la curva de irradiancia se puede observar en el **ANEXO B**.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

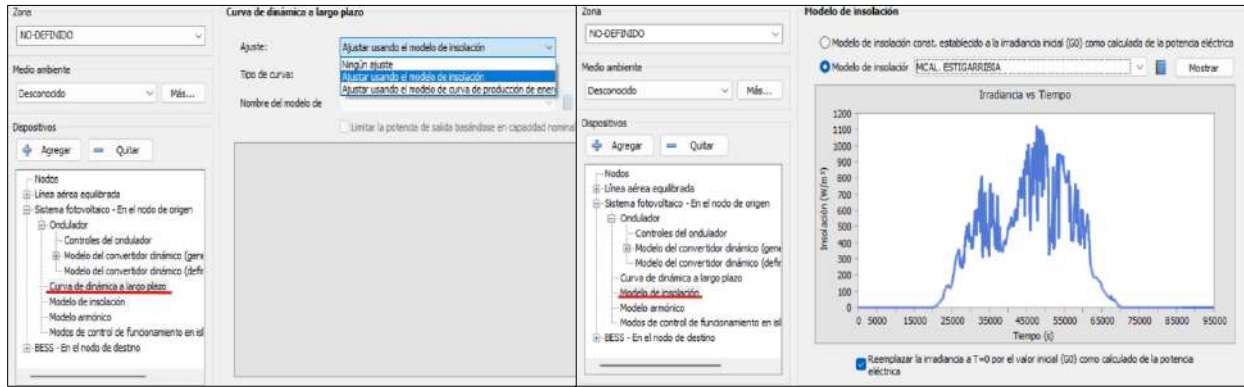


Figura P. 4: Ajuste de curva dinámica y modelo de insolación.

Para ajustar los parámetros del BESS, en la primera pestaña del cuadro “BESS”, hacemos clic en el ícono azul y creamos el conjunto de módulos de baterías ingresando los parámetros, tal como se muestra en el lado izquierdo de la **figura P.5**. Los parámetros mostrados en la figura corresponden al módulo de La Patria; sin embargo, para las demás ubicaciones, la energía de almacenamiento es de 6192 kWh con una potencia de carga/descarga de 1548 kW. Posteriormente, en el cuadro “parámetros”, ingresamos los estados de carga máximos y mínimos, como se observa en el lado derecho de la **figura P. 5**.

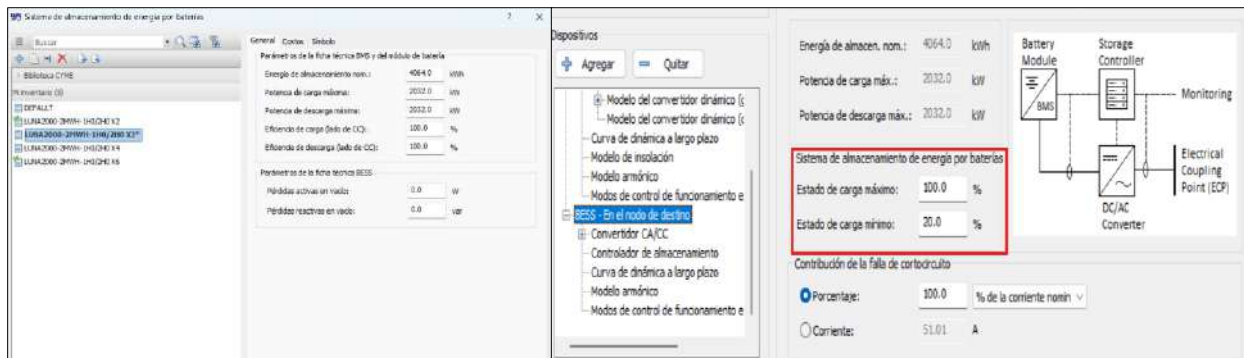


Figura P. 5: Parámetros de la suma total de módulos y pestaña BESS.

Acto seguido, en la pestaña 'convertidor', se ingresan los datos de la suma total de la potencia de los inversores. En la **figura P.6** se muestra la suma de la potencia de los inversores del sistema PV de La Patria. Para los sistemas PV de Don Chiquito e Infante Rivarola, las sumas de las potencias son 1320 kVA, 1200 kW y 1200 kVAr, respectivamente. Cabe mencionar que el “factor de potencia” se consideró igual cero debido que el inversor seleccionado no tiene un límite establecido de factor de potencia. Ahora bien, en la pestaña de “controlador de almacenamiento” se seleccionan los controles “Volt-VAR” y “ningún monitoreo”.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

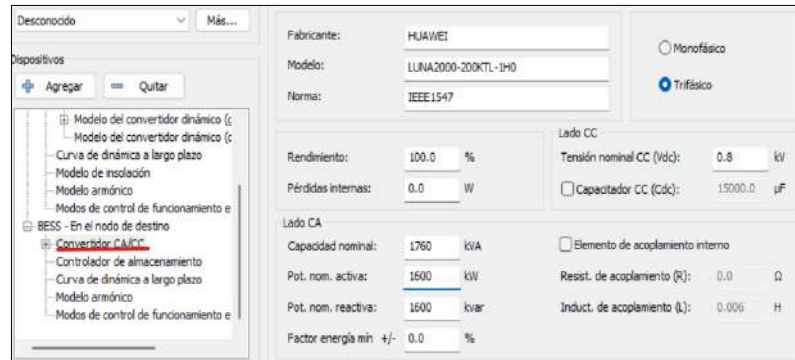


Figura P. 6: Parámetros de la suma de potencias de los inversores.

Ahora bien, en la pestaña de “controlador de almacenamiento” se estableció que la carga inicial sea de 83% para todos los BESS considerando que la simulación arranca a las 00:00 horas, además se seleccionaron los controles “Volt-VAr” y “ningún monitoreo” como se muestra en la **figura P.7**

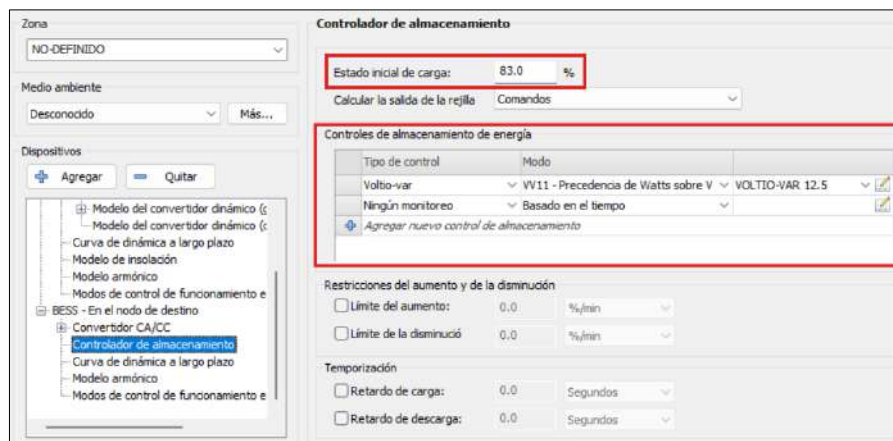


Figura P. 7: Control de Almacenamiento.

Teniendo en cuenta el rango de configuraciones permitidas para el control Volt-VAr según la norma IEEE-1547, se configuraron los parámetros de cómo se observa en la tabla 15:

Tabla 15: Configuración de parámetros del control Volt-VAR de los BESS.

La Patria		Estancia Don Chiquito		Infante Rivarola	
$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q= 0$	$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q=0$	$V_{Ref}= 23 \text{ kV}$	$Q=0$
$V_1=21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 400 \text{ kVAr}$	$V_1= 21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 492 \text{ kVAr}$	$V_1= 21.16 \text{ kV}$	$Q_1= 300 \text{ kVAr}$
$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$	$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$	$V_2= 22.54 \text{ kV}$	$Q_2= 0$
$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$	$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$	$V_3= 23.46 \text{ kV}$	$Q_3= 0$
$V_4= 24.84 \text{ kV}$	$Q_4= - 400 \text{ kVAr}$	$V_4= 24.84 \text{ kV}$	$Q_4= - 492 \text{ kVAr}$	$V_4= 21.84 \text{ kV}$	$Q_4= -300 \text{ kVAr}$

A continuación, en el ícono cuadrado de la sección "Ningún monitoreo", se ingresaron los tiempos de arranque de los modos de carga y descarga de los inversores, basados tanto en la curva de demanda creada como en la curva de insolación. De esta manera, el BESS descarga potencia activa a la red durante los momentos de alta demanda y se carga con la energía generada por los paneles solares durante los periodos de baja demanda. En la **figura P.8** se puede observar esta configuración:

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGÉTICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Propiedades del control La Patria				Propiedades del control Zona Don Chiquito				Propiedades del control Infante Rivarola			
Activadores de tiempo de carga o descarga:				Activadores de tiempo de carga o descarga:				Activadores de tiempo de carga o descarga:			
Tiempo de arranque	Modo	Potencia	Referencia	Tiempo de arranque	Modo	Potencia	Referencia	Tiempo de arranque	Modo	Potencia	Referencia
00:00:00	Descarga	25.0 %	Capacidad del convertidor	00:00:00	Descarga	25.0 %	Capacidad del convertidor	00:00:00	Descarga	25.0 %	Capacidad del convertidor
01:00:00	Descarga	22.0 %	Capacidad del convertidor	01:00:00	Descarga	37.0 %	Capacidad del convertidor	00:30:00	Descarga	25.0 %	Capacidad del convertidor
02:00:00	Descarga	28.0 %	Capacidad del convertidor	02:00:00	Descarga	34.0 %	Capacidad del convertidor	01:00:00	Descarga	30.0 %	Capacidad del convertidor
03:00:00	Descarga	20.0 %	Capacidad del convertidor	03:00:00	Descarga	35.0 %	Capacidad del convertidor	01:30:00	Descarga	37.0 %	Capacidad del convertidor
04:00:00	Descarga	30.0 %	Capacidad del convertidor	04:00:00	Descarga	42.0 %	Capacidad del convertidor	02:00:00	Descarga	43.0 %	Capacidad del convertidor
05:00:00	Descarga	18.0 %	Capacidad del convertidor	05:00:00	Descarga	46.0 %	Capacidad del convertidor	03:00:00	Descarga	43.0 %	Capacidad del convertidor
06:00:00	Inactivo	5.0 %	Capacidad del convertidor	06:00:00	Inactivo	25.0 %	Capacidad del convertidor	04:00:00	Descarga	30.0 %	Capacidad del convertidor
07:00:00	Carga	15.0 %	Capacidad del convertidor	07:00:00	Carga	5.0 %	Capacidad del convertidor	04:30:00	Descarga	32.0 %	Capacidad del convertidor
08:00:00	Carga	17.0 %	Capacidad del convertidor	08:00:00	Carga	25.0 %	Capacidad del convertidor	05:00:00	Descarga	18.0 %	Capacidad del convertidor
09:00:00	Carga	35.0 %	Capacidad del convertidor	09:00:00	Carga	27.0 %	Capacidad del convertidor	05:30:00	Descarga	20.0 %	Capacidad del convertidor
10:00:00	Carga	15.0 %	Capacidad del convertidor	10:00:00	Carga	23.0 %	Capacidad del convertidor	06:00:00	Inactivo		
11:00:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor	11:00:00	Carga	55.0 %	Capacidad del convertidor	07:00:00	Carga	5.0 %	Capacidad del convertidor
12:00:00	Carga	22.0 %	Capacidad del convertidor	12:00:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor	07:30:00	Carga	27.0 %	Capacidad del convertidor
13:00:00	Carga	27.0 %	Capacidad del convertidor	13:00:00	Carga	55.0 %	Capacidad del convertidor	08:00:00	Carga	35.0 %	Capacidad del convertidor
14:00:00	Carga	24.0 %	Capacidad del convertidor	14:00:00	Inactivo	15.0 %	Capacidad del convertidor	08:30:00	Carga	25.0 %	Capacidad del convertidor
15:00:00	Carga	12.0 %	Capacidad del convertidor	15:00:00	Carga	25.0 %	Capacidad del convertidor	09:00:00	Carga	55.0 %	Capacidad del convertidor
16:00:00	Inactivo	29.0 %	Capacidad del convertidor	16:00:00	Carga	35.0 %	Capacidad del convertidor	09:30:00	Carga	32.0 %	Capacidad del convertidor
17:00:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor	17:00:00	Carga	30.0 %	Capacidad del convertidor	10:00:00	Carga	50.0 %	Capacidad del convertidor
18:00:00	Carga	25.0 %	Capacidad del convertidor	18:00:00	Inactivo	21.0 %	Capacidad del convertidor	10:30:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor
19:00:00	Descarga	10.0 %	Capacidad del convertidor	19:00:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor	11:00:00	Carga	20.0 %	Capacidad del convertidor
20:00:00	Descarga	9.0 %	Capacidad del convertidor	20:00:00	Inactivo	5.0 %	Capacidad del convertidor	12:00:00	Carga	40.0 %	Capacidad del convertidor
21:00:00	Descarga	10.0 %	Capacidad del convertidor	21:00:00	Carga	35.0 %	Capacidad del convertidor	13:00:00	Carga	30.0 %	Capacidad del convertidor
22:00:00	Descarga	10.0 %	Capacidad del convertidor					14:00:00	Carga	0.0 %	Capacidad del convertidor
								15:00:00	Carga	15.0 %	Capacidad del convertidor
								16:00:00	Inactivo		
								17:00:00	Descarga	7.0 %	Capacidad del convertidor
								18:00:00	Descarga	18.0 %	Capacidad del convertidor
								20:00:00	Descarga	30.0 %	Capacidad del convertidor
								21:00:00	Descarga	15.0 %	Capacidad del convertidor

Figura P. 8: Configuración de los activadores de tiempo de carga y descarga de los BESS.

- **Configuración de la herramienta de simulación “Análisis dinámico a largo plazo”.**

Para configurar los parámetros del "análisis dinámico a largo plazo," se accedió al cuadro de diálogo correspondiente. En la pestaña "Parámetros," dentro de la sección "Tiempo total de simulación," se ingresaron 86,400 segundos (equivalentes a 24 horas) y un intervalo de 1800 segundos (30 minutos), como se muestra en la *figura P.9*.

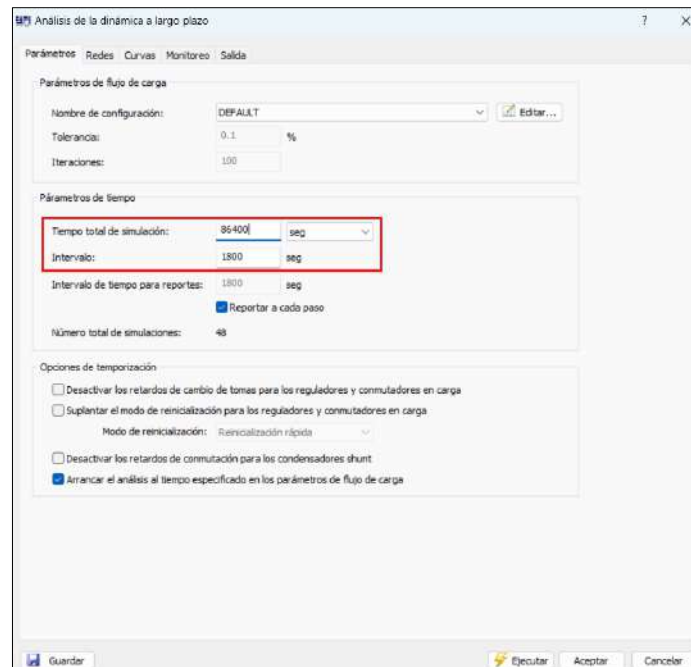


Figura P. 9: Pestaña para configurar los parámetros de tiempo.

A continuación, en la pestaña “Curvas”, en las secciones de “modelos de curva de carga” se seleccionó la curva MCAL ESTIGARRIBIA y en “Modelos de curva de producción de energía” se seleccionó la curva de irradiancia solar MCAL. ESTIGARRIBIA como se muestra en la *figura*

P.10.

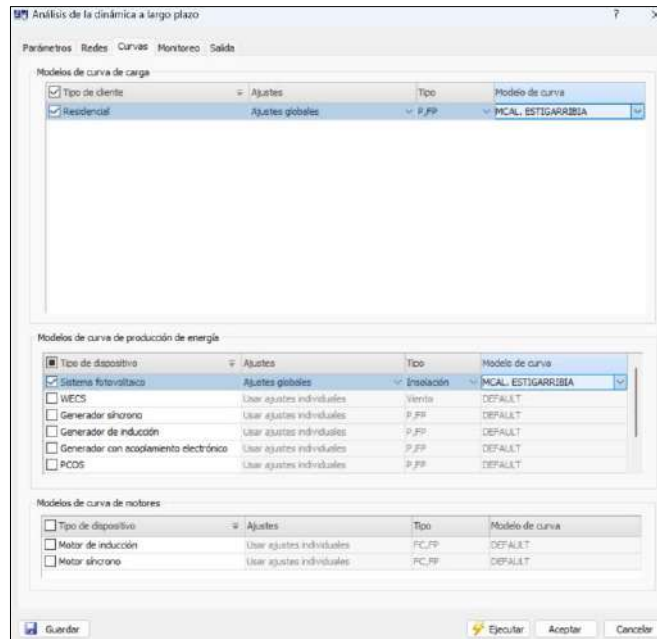


Figura P. 10: Pestaña para seleccionar las curvas de carga y de insolancia.

Finalmente, en la pestaña "Monitoreo," se seleccionaron los elementos a seguir, incluyendo los nodos de cada red, el último nodo del alimentador, el tramo del conductor que sale de la subestación, así como los BESS y los sistemas PV. Cada uno de estos elementos cuenta con una palabra clave, las cuales se muestran en las siguientes **figuras P.11 y P.12**.

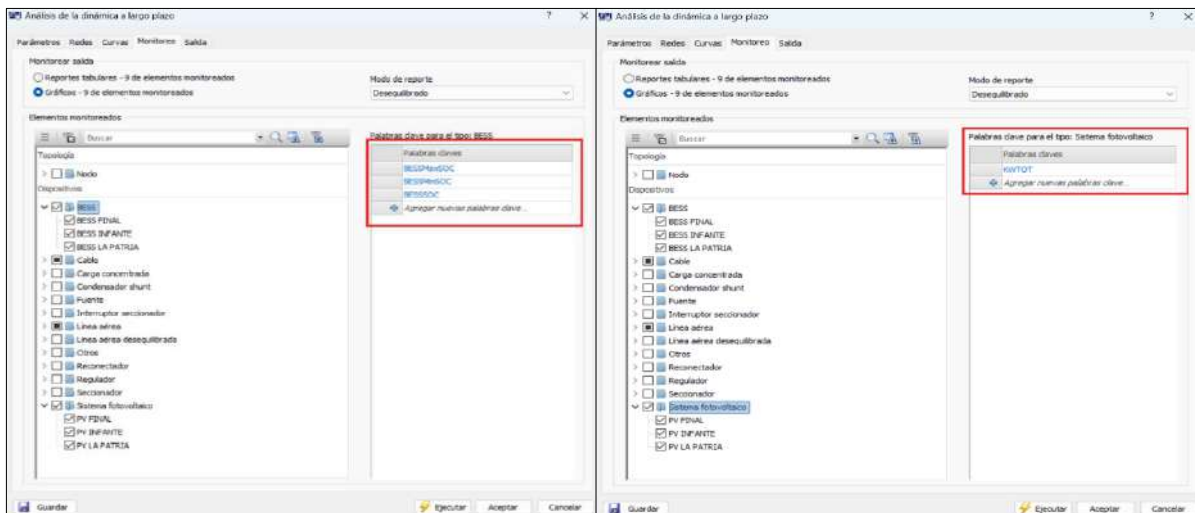


Figura P. 11: Palabras clave para los BESS y sistemas fotovoltaicos.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

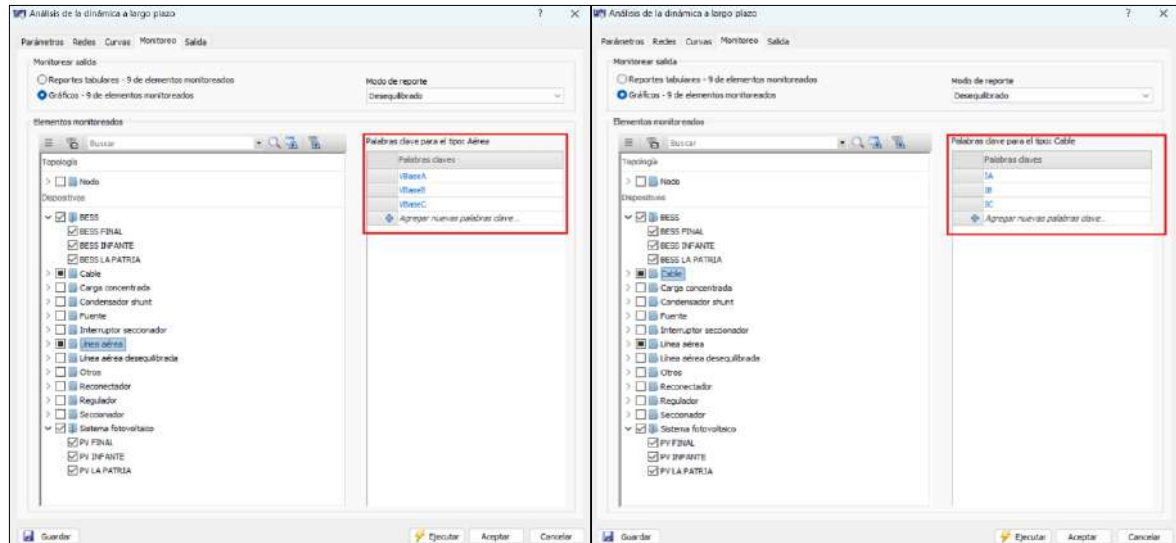


Figura P. 12: Palabras clave para las líneas áreas y cable.

ANEXO Q: ESCENARIOS DE PARTIDA PARA LA APERTURA DE LOS RECONECTADORES EN DEMANDA MINIMA.

Primero, se estableció un escenario base para una demanda mínima, considerando el registro histórico de demanda y asumiendo un horario de las 12:00 horas. Se realizó una distribución de carga de 3500 kVA con un factor de potencia (FP) de 0.96. Posteriormente, se llevó a cabo un estudio de flujo de carga. En la **tabla Q.1** se presenta un resumen del estudio de flujo de carga en la cabecera del alimentador.

Tabla Q. 1: Resumen de flujo de carga en la cabecera del alimentador en baja demanda.

Condición	Carga Total.			Corriente (A).			Factor de potencia.		
	kW	kVAr	KVA	A	B	C	A	B	C
Sin RED	3496	-340	3512	86.2	86.0	87.5	-0.99	-0.99	-0.99
Con RED	2892	-370	2916	73.4	72.4	74.0	-0.98	-0.99	-0.98

A continuación, en las tablas **Q.4** y **Q.5**. se presentan las posiciones de los TAP's y la potencia entregada por el sistema PV+BESS antes de la apertura de los reconectores. En la **figura Q.2** se presenta el perfil de tensión del alimentador.

Tabla Q. 2: TAP's de los reguladores antes de la apertura de los reconectores.

Posición	RT1	RT2	RT3
R	5	6	8
S	7	8	8
T	6	6	7

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGÉTICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

Tabla Q. 3: Potencia suministrada por los sistemas PV+BESS.

La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
923	0	-823	0	100	0	1108	0	-1108	0	100	0	1108	0	-1068	0	150	0

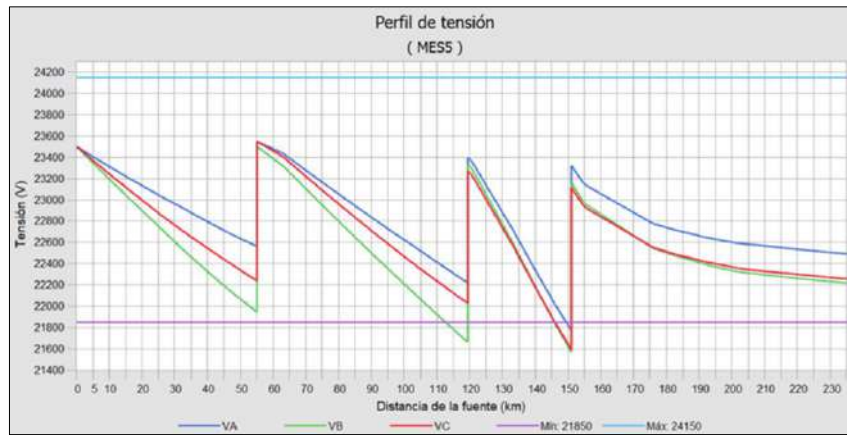


Figura Q. 1: Perfil de tensión para el escenario de partida en demanda mínima.

ANEXO R: CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR SELECCIONADO PARA EL ESTUDIO.

Para simular la VTCD provocada por el arranque de un motor, se seleccionó un motor trifásico de 302 HP de la biblioteca CYME, cuyos datos técnicos se detallan en la **figura R.1**.

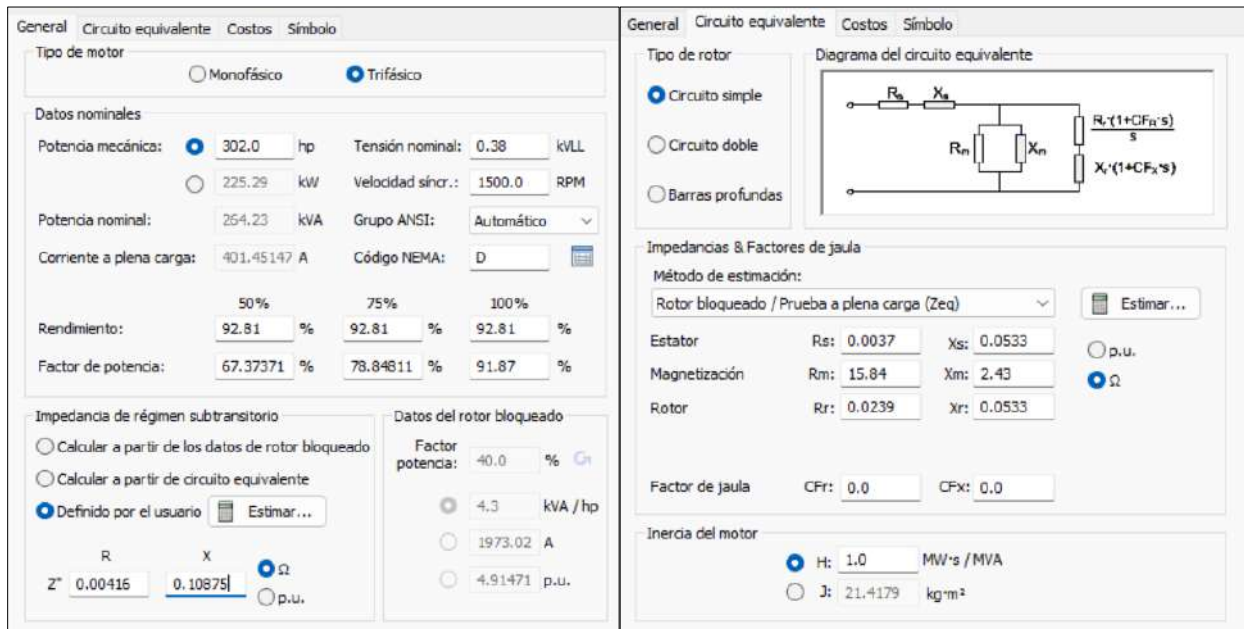


Figura R. 1: Características del motor seleccionado.

A continuación, en la **figura R.2** se presenta la característica Par-Velocidad del motor y de la carga:

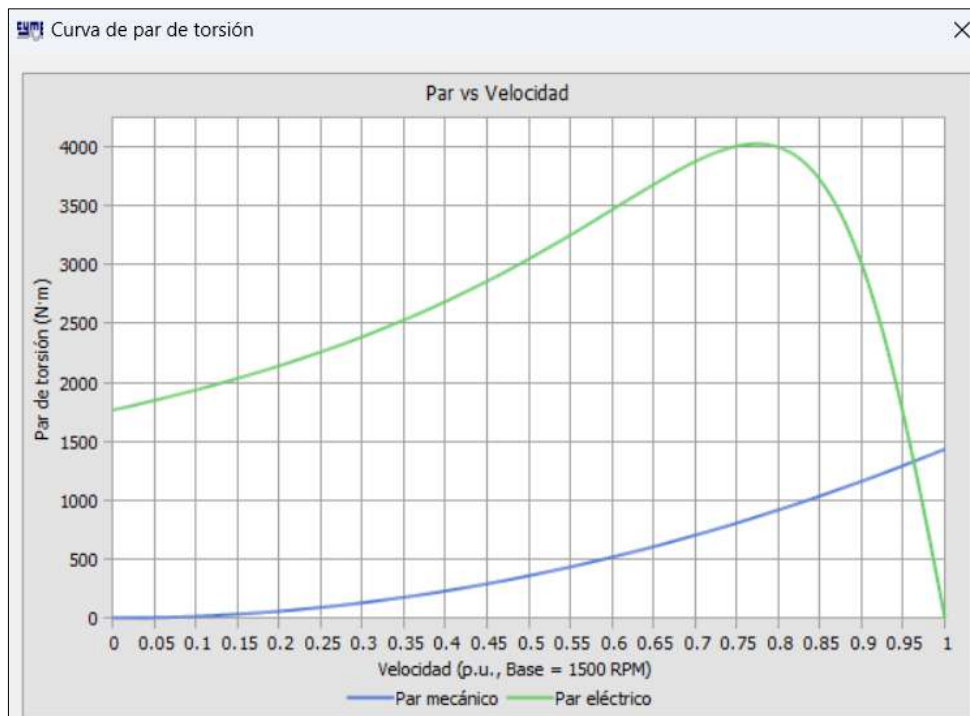


Figura R. 2: Característica Par-Velocidad del motor y de la carga.

ANEXO S: RESULTADOS DEL ANALISIS DINAMICO A LARGO PLAZO EN OPERACIÓN DE REGIMEN PERMANENTE.

- **Comparativa de la Demanda del Alimentador con y sin RED.**

En la **figura S.1** se expone la demanda del alimentador con y sin RED donde se evidencia la reducción de los picos de demanda gracias a la incorporación de los recursos de energía distribuida (RED).

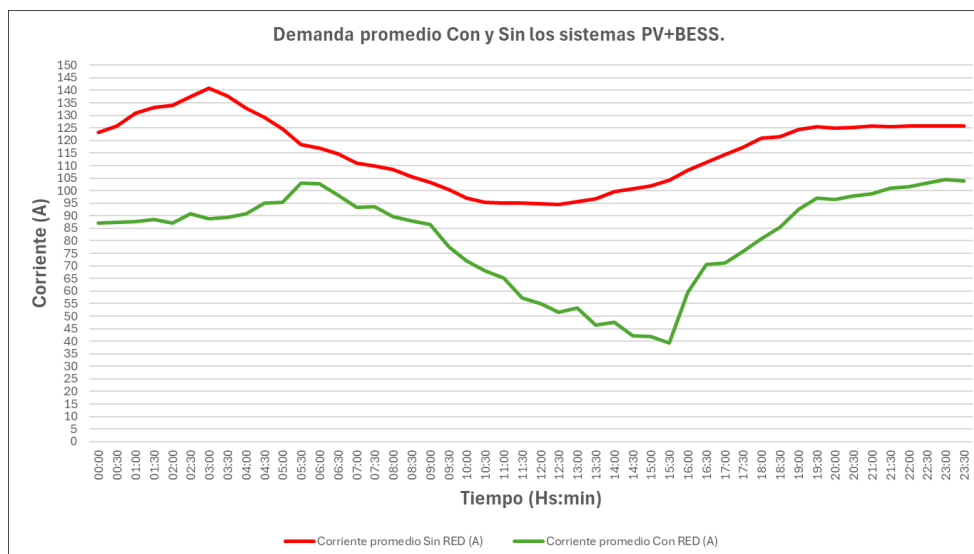


Figura S. 1: Demanda del alimentador MES-05 con y sin RED

- **Potencia activa generada por los sistemas fotovoltaicos en función del tiempo (s).**

Las figuras S.2, S.3 y S.4 muestran la potencia activa generada por cada sistema fotovoltaico en función del tiempo. Es importante destacar la similitud entre las curvas, lo cual se debe a que todos los sistemas están influenciados por la misma curva de irradiancia, presentada en el **ANEXO B**.

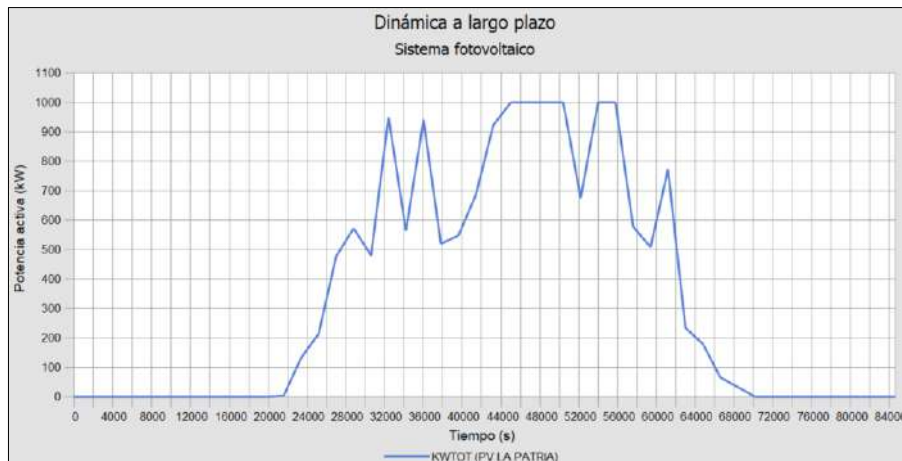


Figura S. 2: Potencia activa generada por el sistema PV de La Patria.

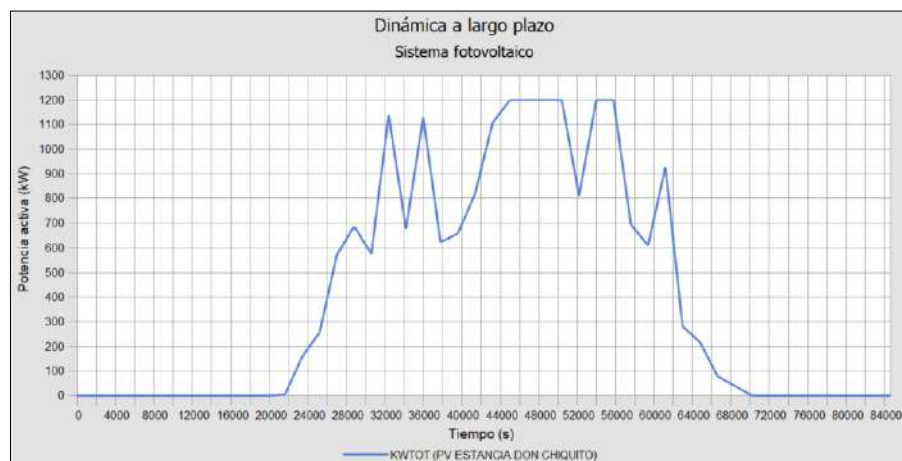


Figura S. 3: Potencia activa generada por el sistema PV de zona Estancia Don Chiquito.

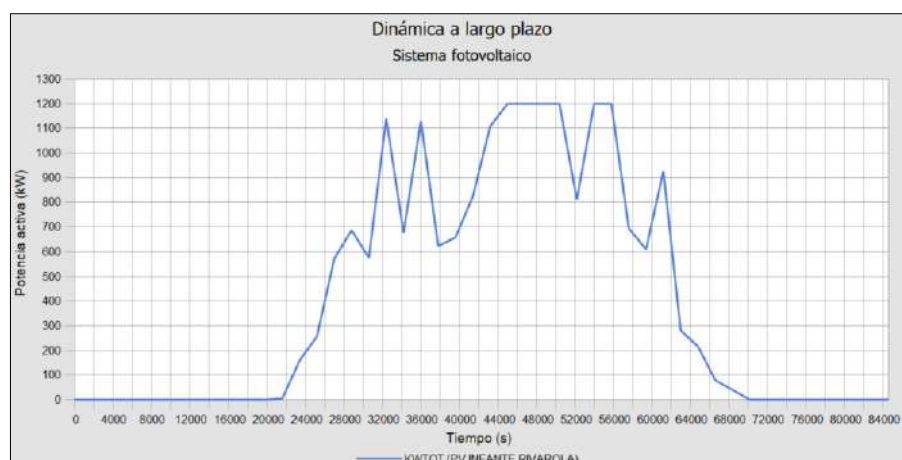


Figura S. 4: Potencia activa generada por el sistema PV de Infante Rivarola.

- Estado de carga de los sistemas de almacenamiento.

En las *figuras R.8, R.9 y R.10* se exponen los estados de carga de los sistemas de almacenamiento. Se puede observar que estos mantienen suficiente capacidad incluso en momentos de demanda máxima, mientras que, en periodos de baja demanda, logran cargarse al 100%, lo cual refleja un adecuado dimensionamiento de la capacidad.

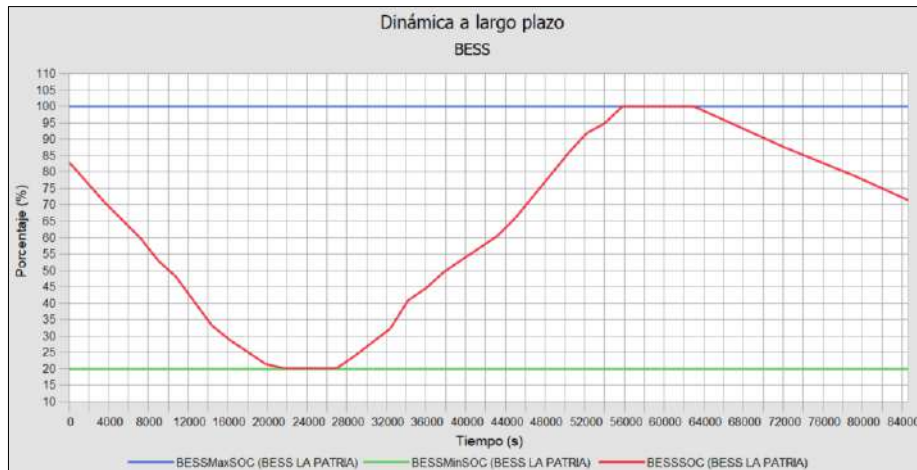


Figura S. 5: Estado de carga del BESS ubicado en la zona La Patria.



Figura S. 6: Estado de carga del BESS ubicado en la zona Estancia Don Chiquito.

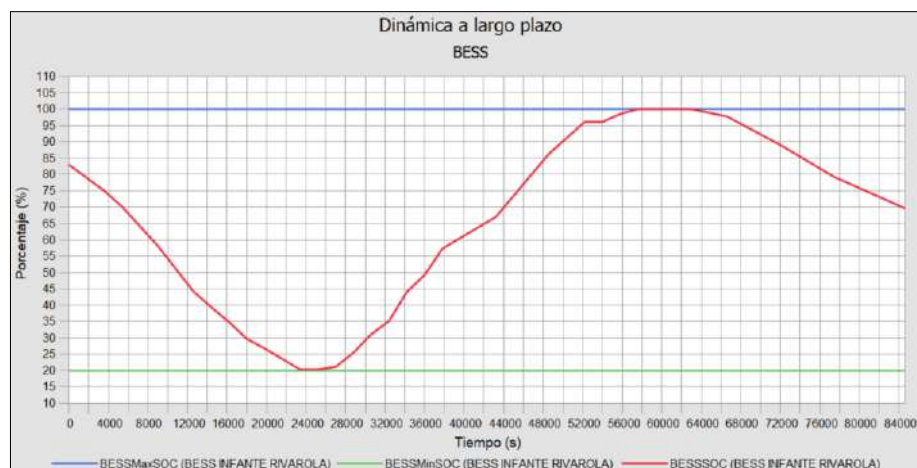


Figura S. 7: Estado de carga del BESS ubicado en la zona de Infante Rivarola.

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA MITIGAR LA FLUCTUACIÓN DE TENSIÓN Y ATENDER A LOS REQUERIMIENTOS DE CALIDAD ENERGETICA A MEDIANO PLAZO DEL ALIMENTADOR MES-05 DE LA SE-MES.

- **Despacho de Carga.**

En la tabla *S.1* se expone el despacho de carga:

Tabla S. 1: Despacho de carga de los sistemas PV+BESS.

Hora	La Patria				Estancia Don Chiquito				Infante Rivarola			
	BESS (kW)	PV (kW)	KW total	KVAr total	BESS (kW)	PV (kW)	KW total	KVAr total	BESS (kW)	PV (kW)	KW total	KVAr total
00:00	500	0	500	0	500	0	500	0	500	0	500	0
00:30	500	0	500	0	500	0	500	0	500	0	500	0
01:00	440	0	440	0	740	0	740	0	740	0	740	0
01:30	440	0	440	0	680	0	680	0	680	0	680	0
02:00	560	0	560	0	700	0	700	0	700	0	700	0
02:30	400	0	400	56	840	0	840	0	840	0	840	0
03:00	600	0	600	23	840	0	840	0	840	0	840	0
03:30	600	0	600	0	920	0	920	0	920	0	920	0
04:00	360	0	360	23	920	0	920	0	920	0	920	0
04:30	300	0	300	60	500	0	500	0	500	0	500	0
05:00	300	0	300	15	500	0	500	0	500	0	500	0
05:30	100	0	100	73	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	4	4	0	0	5	5	0	0	5	5	0
06:30	0	133	133	0	0	159	159	0	0	159	159	0
07:00	0	214	214	0	-100	257	157	-5	-100	257	157	-5
07:30	-300	477	177	0	-500	573	73	-185	-500	573	73	-185
08:00	-340	572	232	-22	-540	687	147	-268	-540	687	147	-268
08:30	-340	480	140	-46	-460	576	116	-261	-460	576	116	-261
09:00	-700	951	251	-86	-1100	1141	41	-186	-1100	1141	41	-186
09:30	-300	564	264	-156	-400	677	277	-320	-400	677	277	-320
10:00	-400	941	541	-232	-1100	1130	30	-249	-1100	1130	30	-249
10:30	-300	520	220	-221	-300	624	324	-385	-300	624	324	-385
11:00	-300	548	248	-220	-300	658	358	-306	-300	658	358	-306
11:30	-300	687	387	-247	-500	824	324	-326	-500	824	324	-326
12:00	-440	923	483	-244	-700	1108	408	-230	-700	1108	408	-230
12:30	-540	1000	460	-241	-700	1200	500	-186	-700	1200	500	-186
13:00	-540	1000	460	-221	-700	1200	500	-14	-700	1200	500	-14
13:30	-540	1000	460	-238	-600	1200	600	-50	-600	1200	600	-50
14:00	-480	1000	520	-209	-600	1200	600	0	-600	1200	600	0
14:30	-240	676	436	-232	0	811	811	0	0	811	811	0
15:00	-580	1000	420	-156	-420	1200	780	0	-420	1200	780	0
15:30	0	1000	1000	0	-420	1200	780	0	-420	1200	780	0
16:00	0	579	579	0	-400	694	294	-109	-400	694	294	-109
16:30	0	509	509	224	0	610	610	0	0	610	610	0
17:00	0	773	773	159	-700	927	227	0	-700	927	227	0
17:30	200	234	434	218	100	281	381	0	100	281	381	0
18:00	200	180	380	248	240	216	456	0	240	216	456	0
18:30	200	66	266	249	300	79	379	62	300	79	379	62
19:00	200	33	233	249	300	40	340	61	300	40	340	61
19:30	200	0	200	244	300	0	300	74	300	0	300	74
20:00	180	0	180	218	300	0	300	57	300	0	300	57
20:30	180	0	180	178	300	0	300	14	300	0	300	14
21:00	180	0	180	127	360	0	360	0	360	0	360	0
21:30	180	0	180	94	360	0	360	0	360	0	360	0
22:00	200	0	200	66	360	0	360	0	360	0	360	0
22:30	200	0	200	47	360	0	360	0	360	0	360	0
23:00	200	0	200	14	360	0	360	0	360	0	360	0
23:30	200	0	200	0	360	0	360	0	360	0	360	0

ANEXO T: RESULTADOS DE LA ATENUACIÓN DE VTCD EN ESCENARIOS DE DESCONEXIÓN DEL TRONCAL EN CONDICIONES DE DEMANDA MINIMA.

En la **figura T.1**, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de apertura del reconector REC_29088 durante un escenario de demanda mínima, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación del sistema PV+BESS de La Patria. Mientras que en la **Tabla T.1** se presenta la potencia entregada por el sistema PV+BESS en el instante de apertura del reconector REC_29088 y tras la mitigación de dicha VTCD.

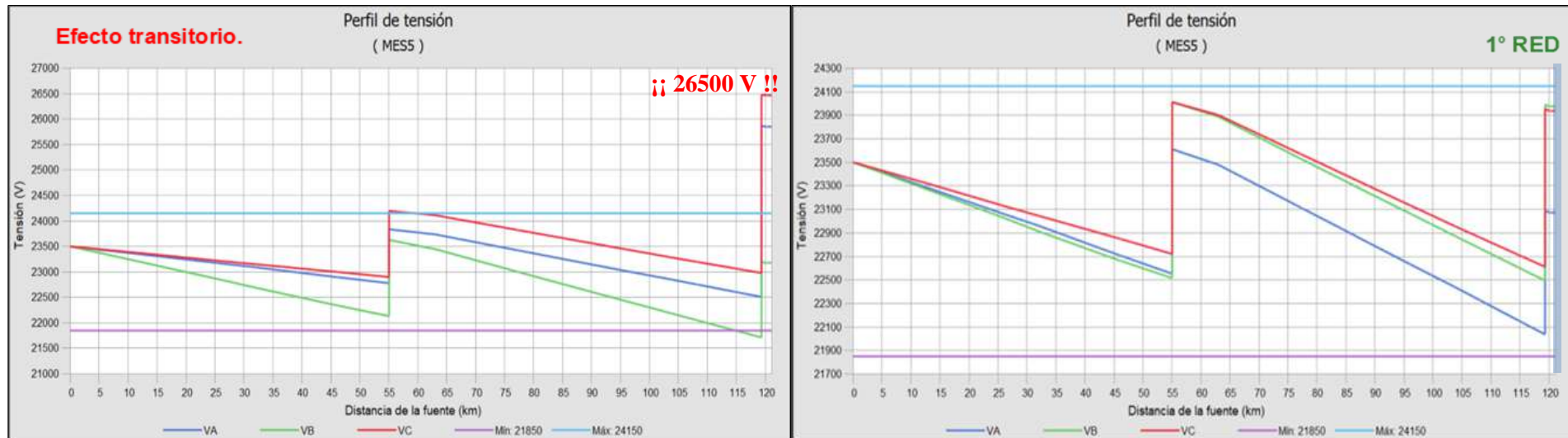


Figura T. 1: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconector REC_29088 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD (en demanda mínima).

Tabla T. 1: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconector REC_29088 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD (en demanda mínima).

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de operación del reconector REC_29088.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
923	0	-823	0	100	0	1108	0	-1108	0	100	0	1108	0	-1068	0	150	0
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS para la atenuación del fenómeno de VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
687	-475	-687	-1100	0	-1575	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- **Atenuación de la VTCD ante la desconexión de troncal lado Infante Rivarola en condiciones de demanda mínima.**

En la **Figura T.2**, se ilustra a la izquierda la VTCD en el instante de apertura del reconectador REC_29089 durante un escenario de demanda mínima, y a la derecha, la atenuación de dicho fenómeno tras la operación de los RED conectados. Mientras que en la **Tabla T.2** se presenta la potencia entregada por los sistemas PV+BESS en el instante de apertura del reconectador REC_29089 y tras la mitigación de dicha VTCD.

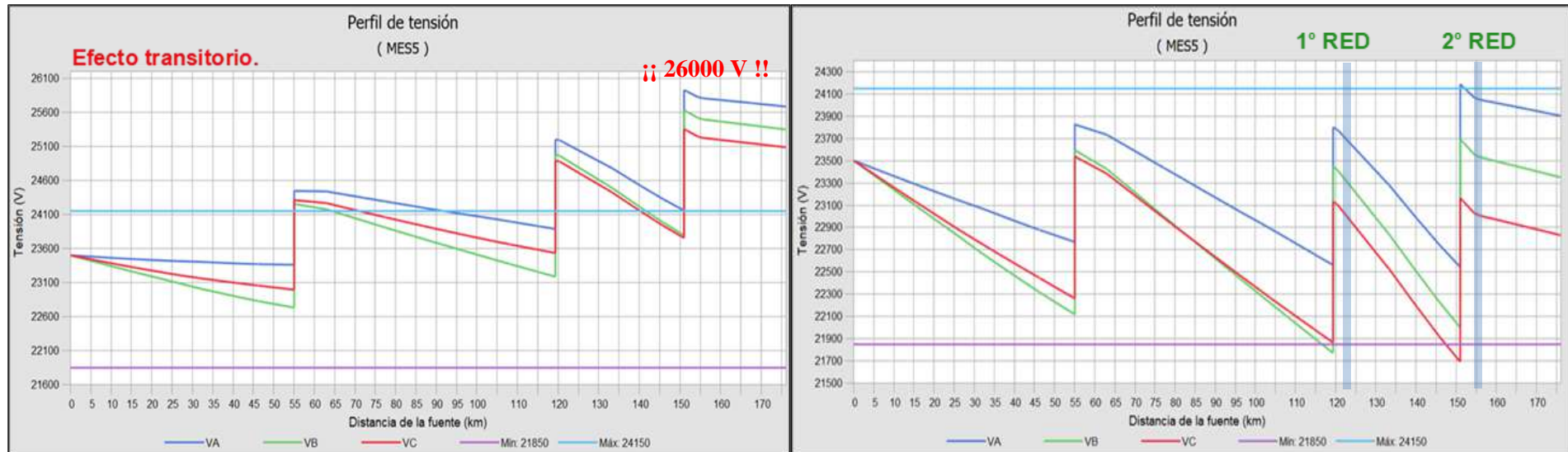


Figura T. 2: Perfil de tensión en el instante de apertura del reconectador REC_29089 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD.

Tabla T. 2: Potencia suministrada por los RED en el instante de apertura del reconectador REC_29089 y tras la atenuación del fenómeno de VTCD.

Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS en el instante (t=0) de operación del reconectador REC_29089.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
923	0	-823	0	100	0	1108	0	-1108	0	100	0	1108	0	-1068	0	150	0
Potencia suministrada por cada sistema PV+BESS después de la atenuación del fenómeno VTCD.																	
La Patria						Don Chiquito						Infante Rivarola					
PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS		PV		BESS		PV+BESS	
P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
923	400	-823	0	100	-400	1108	-160	-1008	0	100	-160	0	0	0	0	0	0