

Trabajo Fin de Máster

Máster Universitario en Sistemas de Energía
Eléctrica

Estudios Eléctricos Estáticos de una Planta
Fotovoltaica

Autor: Antonio Eduardo Caballero Algarín

Tutores: Eduardo Navarro González

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Sistemas de Energía Eléctrica

Estudios Eléctricos Estáticos de una Planta Fotovoltaica

Autor:

Antonio Eduardo Caballero Algarín

Tutores:

Eduardo Navarro González

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Máster: Estudios Eléctricos Estáticos de una Planta Fotovoltaica

Autor: Antonio Eduardo Caballero Algarín

Tutor: Eduardo Navarro González
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A María por motivarme y apoyarme

A mi familia

A mis amigos

A mis profesores

En el presente documento se desarrollarán todos los estudios eléctricos estáticos necesarios para un análisis completo de la integración en la red una planta fotovoltaica, así como una introducción sobre la propia tecnología, y posteriormente sobre la planta fotovoltaica que se analizará.

Este trabajo se ha estructurado de la siguiente forma, en primer lugar, se analiza la tecnología fotovoltaica, tras esto, se procede a describir los equipos principales y configuración de la planta fotovoltaica que será el objeto de estudio del resto de estudios eléctricos. Posteriormente, empezarán los apartados principales de este trabajo, haciéndose el análisis eléctrico exhaustivo de la planta fotovoltaica. Se considerará que la ubicación de la planta es México por lo que se usarán requerimientos propios de la red de aquel país.

Para dicho análisis se usarán varios softwares ampliamente usados dentro del marco fotovoltaico, como son PVsyst, DIGSILENT PowerFactory y ETAP.

En primer lugar, se hará un estudio de producción de la planta fotovoltaica, usando como soporte el software PVsyst, tras dicho estudio, se hará el modelado en Power Factory de la planta fotovoltaica, para realizar los estudios de Cortocircuito (asegurando el correcto dimensionamiento de los equipos y establecer la base para el estudio de coordinación de protecciones de la subestación eléctrica), Curva PQ (analizando el cumplimiento del Código de Red Mexicano en cuanto a requerimientos de potencia reactiva) y Flujo de Cargas, donde se podrán analizar las pérdidas eléctricas de la planta fotovoltaica. Por último, se hará el estudio de Puesta a Tierra de la malla de puesta a tierra del parque fotovoltaico, de tal forma que se asegure que se cumple con la normativa internacional IEEE 80-2013.

Para finalizar el documento, en los Anexos se podrán consultar los distintos reportes extraídos de cada software.

Abstract

In this document all the static electrical studies necessary for a complete analysis of a photovoltaic plant will be developed, as well as an introduction on the technology itself, and later the photovoltaic plant that will be analyzed.

This work has been structured in the following way, firstly, photovoltaic technology is analyzed, after this, it will be proceeded to describe the main equipment and configuration of the photovoltaic plant that will be the object of study of the rest of the electrical studies. Subsequently, the main sections of this work would begin, making the exhaustive electrical analysis of the photovoltaic plant.

For this analysis, several widely used software within the photovoltaic framework will be used, such as PVsyst, DIgSILENT PowerFactory and ETAP.

In the first place, a production study of the photovoltaic plant will be carried out, using the PVsyst software as a support, after said study, the Power Factory modeling of the photovoltaic plant will be done, to carry out the Short-circuit studies (ensuring the correct dimensioning of the equipment and establish the basis for the electrical substation protection coordination study), PQ Curve (analyzing compliance with the Mexican Grid Code in terms of reactive power requirements) and Load Flow, where the electrical losses of the photovoltaic plant will be analyzed. Finally, the grounding study of the grounding grid of the photovoltaic park will be carried out, in such a way that it is ensured that the international standard IEEE 80-2013 is complied with.

To conclude the document, the reports from the different softwares can be consulted in the Annexs.

Índice

Resumen	ix
Abstract	x
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
1 Tecnología Fotovoltaica	1
2 Descripción de Planta Fotovoltaica	3
2.1 Módulos Fotovoltaicos	3
2.2 Inversores Fotovoltaicos / Centros de Transformación	4
2.3 Estructura	5
3 Estudio de Producción - PVsyst	7
3.1 Modelado	7
3.2 Sombreado	9
3.3 Factor de Potencia y Limitación de P en el Punto de Interconexión	9
3.4 Resultados obtenidos	10
4 Estudios Eléctricos Estáticos – DigSILENT Power Factory	11
4.1 Modelado	11
4.1.1 Esquema Eléctrico de la Planta Fotovoltaica	11
4.1.2 Punto de Interconexión	12
4.1.3 Líneas de AT hasta POI	12
4.1.4 Línea de AT entre SE Maniobras y SE Elevadora	13
4.1.5 Transformadores de SE Elevadora	16
4.1.6 Cableado de Media Tensión	19
4.1.7 Inversores Fotovoltaicos	23
4.2 Estudio de Cortocircuito	25
4.2.1 Características de cálculo	25
4.2.2 Resultados de cortocircuito	27
4.3 Estudio de Curva PQ y Flujo de Carga	29
4.3.1 Curvas PQ y Flujos de Carga	30
4.3.2 Conclusiones	37
4.4 Estudio de Armónicos	37
4.4.1 Límites admisibles	37
4.4.2 Resultados	39
5 Estudio de Puesta a Tierra – ETAP	40
5.1 Premisas de cálculo	40
5.1.1 Intensidad de fallos	40
5.1.2 Datos del conductor	40
5.1.3 Consideraciones	41
5.2 Cálculo	42
5.2.1 Cálculo del modelo de terreno	42

5.2.2	Cálculo de la sección del conductor	43
5.2.3	Máximas tensiones de paso y contacto	44
5.2.4	Cálculo de la malla de tierra	45
5.3	<i>Conclusiones</i>	50
6	ANEXOS	51
	ANEXO I – REPORTES PVsyst	52
	ANEXO II – REPORTES DIGSILENT	74
	ANEXO III – REPORTE ETAP	94
	Bibliografía	11

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2–1. Módulos Fotovoltaicos de la Planta Solar.	3
Tabla 2–2. Características del Inversor Fotovoltaico	4
Tabla 2–3. Características del Centro de Transformación	4
Tabla 2–4. Características del Seguidor del Proyecto.	5
Tabla 3–1. Resultados obtenidos de las simulaciones de PVsyst.	10
Tabla 4–1. Mediciones de cableado de media tensión.	19
Tabla 4–2. Resultados de Cortocircuitos Máximos de acuerdo con la sección 7.1.2 de la normativa IEC 60909 [7]	27
Tabla 4–3. Resultados de Cortocircuitos Mínimos de acuerdo con la sección 7.1.2 de la normativa IEC 60909 [7]	27
Tabla 4–4. Resumen de resultados Curva PQ.	37
Tabla 5–1. Coeficientes normativos para el cobre duro comercial.	40
Tabla 5–2. Capas de suelo que se usarán en la simulación del estudio de tierras en el software ETAP.	42
Tabla 5–3. Tensiones de paso y contacto máximos admisibles obtenidos acorde a la normativa IEEE 80-2013 [6].	44
Tabla 5–4. Resumen de resultados obtenidos acorde a la normativa IEEE 80-2013 [6].	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Efecto Fotovoltaico.[Fuente: http://www.esrenovable.com/]	1
Figura 3-1. Configuración implementada en PVsyst.	7
Figura 3-2. Implantación implementada en PVsyst.	9
Figura 4-1. Esquema del Proyecto.	11
Figura 4-2. Datos de la red para SE ESCARCEGA usados en PowerFactory.	12
Figura 4-3. Datos de la red para SE SANTA LUCIA usados en PowerFactory.	12
Figura 4-4. Parámetros modelados en Power Factory para la línea de alta tensión hasta el POI del proyecto.	13
Figura 4-5. Parámetros modelados en Power Factory para la línea de alta tensión hasta el POI del proyecto.	13
Figura 4-6. Parámetros modelados en Power Factory para el conductor aéreo	14
Figura 4-7. Parámetros modelados en Power Factory para el conductor aéreo	14
Figura 4-8. Datos del tramo aéreo de la línea de AT entre Subestaciones Elevadora y de Maniobras	15
Figura 4-9. Librería implementada para el conductor del tramo subterráneo de la línea de alta tensión.	16
Figura 4-10. Datos de la línea de alta tensión (tramo subterráneo) entre subestaciones modelada en PowerFactory	16
Figura 4-11. Datos del transformador 1 de 230/34,5 kV de la Subestación Elevadora en PowerFactory	17
Figura 4-12. Datos del transformador 2 de 230/34,5 kV de la Subestación Elevadora en PowerFactory	18
Figura 4-13. Parámetros eléctricos resultantes de los cables de media tensión.	21
Figura 4-14. Modelado librería de cableado de media tensión.	22
Figura 4-15. Aporte de cortocircuito de los inversores fotovoltaicos.	23
Figura 4-16. Curva de capacidad de los inversores fotovoltaicos.	23
Figura 4-17. Espectro armónico de los inversores.	24
Figura 4-18. Corriente de cortocircuito de una falla alejada del generador con componente constante c.a. (representación esquemática)	26
Figura 4-19. Corriente de cortocircuito de una falla de un cuasi-generador con componente de decaimiento c.a.	26
Figura 4-20. Requerimientos PQ en el POI, extraídos del Código de Red Mexicano [5].	29
Figura 4-21. Curva PQ, 218,5 kV @POI @0,95pu	31
Figura 4-22. Script usado para las curvas PQ.	31
Figura 4-23. Resumen resultados flujo de cargas 218,5 kV @POI @0,95 p.u.	32
Figura 4-24. Curva PQ, 230 kV @POI @1,00pu	33
Figura 4-25. Resumen resultados flujo de cargas 230 kV @POI @1,00 p.u.	34
Figura 4-26. Curva PQ, 241,5 kV @POI @1,05pu	35
Figura 4-27. Resumen resultados flujo de cargas 241,5 kV @POI @1,05 p.u.	36
Figura 4-28. Valores de distorsión armónica total individual máximos admisibles, extraídos del Código de Red	

de México.	38
Figura 4-29. Resumen de resultados de distorsión armónica en el POI – 230 kV.	39
Figura 5-1. Picas de puesta a tierra tipo.	41
Figura 5-2. Ejemplo de extracción y resultados obtenidos en estudio geotécnico	42
Figura 5-3. Malla de puesta a tierra representada por conductor de cobre enterrado.	45
Figura 5-4. Red de tierras de la planta fotovoltaica en ETAP.	48
Figura 5-5. Resumen de resultados obtenidos en ETAP	48
Figura 5-6. Perfil de tensión de contacto representado por ETAP.	49
Figura 5-7. Perfil de la tensión de paso representado por ETAP.	49
Figura 5-8. Caso de Estudio usado para la simulación en ETAP	50

1 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Cuando un semiconductor dopado se expone a radiación electromagnética, un fotón incidente golpea a un electrón y lo arranca, creando un hueco en el átomo. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a ocuparlo, y la energía aportada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una célula fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado contrario del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial, y, por lo tanto, tensión entre las dos partes del material, al igual que ocurre en una pila.

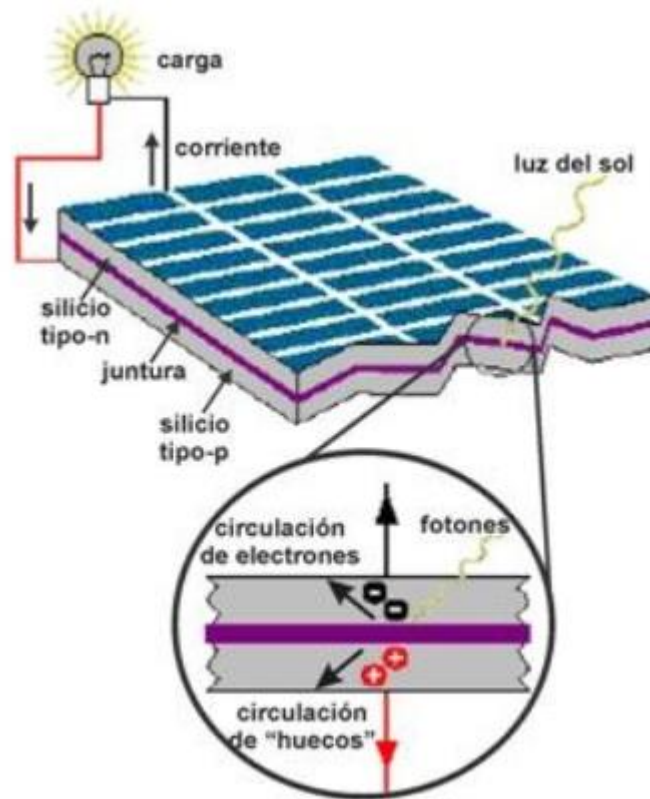


Figura 1-1. Efecto Fotovoltaico.[Fuente: <http://www.esrenovable.com/>]

Para ello, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión pn, entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. En las células de silicio, que son las más ampliamente usadas, se encuentran, por tanto:

- La capa superior de la celda, que está compuesta de silicio dopado de tipo n. En esta capa, hay un número de electrones libres mayor que en una capa de silicio puro, de ahí el nombre del dopaje n, negativo, al doparse, por ejemplo, con fósforo. El material permanece eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio como los del material dopante son neutros: sin embargo, la red cristalina tiene de manera global una mayor presencia de electrones que en una red de silicio puro.
- La capa inferior de la celda, que está compuesta de silicio dopado de tipo p. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad media de electrones libres menor que una capa de silicio puro. Los electrones están ligados a la red cristalina que, en consecuencia, es eléctricamente neutra, pero presenta huecos, positivos (p), al estar dopada con boro, por ejemplo. La conducción eléctrica está asegurada por estos portadores de carga, que se desplazarán por todo el material.

En el momento de la creación de la unión pn, los electrones libres de la capa n entran instantáneamente en la capa p y se recombinan con los huecos en la región p. Existirá así durante toda la vida de la unión, una carga

positiva en la región n a lo largo de la unión (porque faltan electrones) y una carga negativa en la región en p a lo largo de la unión (porque los huecos han desaparecido).

Cuando más energía solar reciba la célula, mayor será la energía eléctrica que se generará ya que mayor será el número de electrones conductores que se creen. Esto será lo que determine que un panel solar tenga un rendimiento bajo a primeras horas de la mañana y alto al mediodía cuando más fuerte incidan los rayos del sol en la superficie de la placa solar. Es importante que los fotones solares choquen con las células de la forma más perpendicular posible ya que su energía liberada será mayor, por eso es fundamental que la inclinación de la placa sea acorde a los meses del año en que más se va a utilizar la instalación solar.

Para concluir, una célula fotovoltaica es el equivalente de un generador de energía al que se ha añadido un diodo. Para lograr una célula solar práctica, además es necesario añadir contactos eléctricos (que permitan extraer la energía generada), una capa que proteja la célula, pero deje pasar la luz, una capa antireflectante para garantizar la correcta absorción de los fotones, y otros elementos que aumenten la eficiencia de esta.

2 DESCRIPCIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA

En este apartado se va a proceder a analizar la planta fotovoltaica que va a ser objeto de estudio a lo largo de todo el trabajo fin de master, dicha planta se encuentra en México, concretamente en la ciudad de Carmen, estado de Campeche.

Dicha planta fotovoltaica contará con una potencia nominal de 330 MWac y 444,573 MWp, dicha potencia estará dividida en aproximadamente 1.020.060 módulos fotovoltaicos, fijados a la estructura de seguidor a un eje.

Dicha planta fotovoltaica evacuará la energía producida a través de, en primer lugar, una subestación elevadora de 34,5 kV a 230 kV, posteriormente una línea de evacuación de 230 kV, y posteriormente, una subestación de seccionamiento en el punto de interconexión existente de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

A continuación, se enumeran los principales equipos de la planta fotovoltaica:

2.1 Módulos Fotovoltaicos

La planta fotovoltaica contará con los siguientes módulos fotovoltaicos:

Tabla 2-1. Módulos Fotovoltaicos de la Planta Solar.

Módulo FV	
Fabricante	Longi / Chint / Suntech
Modelo, LONGI:	LR4-72HPH 445 LR4-72HPH 450
Modelo, ASTRONERGY:	CHSM72M-HC 410 CHSM72M-HC 415
Modelo, SUNTECH:	STP445S-A72/Vfh STP450S-A72/Vfh
Potencia [Wp]	410 / 415 / 445 / 450 / 455
Número total potencia	63.000 módulos de 445 Wp (LONGI) 183.420 módulos de 450 Wp (LONGI) 56.160 módulos de 410 Wp (CHINT) 322.740 módulos de 415 Wp (CHINT) 119.340 módulos de 445 Wp (SUNTECH) 275.400 módulos de 450 Wp (SUNTECH)
Número total	1.018.620

2.2 Inversores Fotovoltaicos / Centros de Transformación

Tanto los inversores, como el propio centro de transformación, son del mismo fabricante, SUNGROW, el cual aporta toda la solución integral. A continuación, se muestran las características de los inversores:

Tabla 2–2. Características del Inversor Fotovoltaico

Inversor		
Fabricante	SUNGROW	
Modelo	SG3125HV-30	
Tipo	Inversor central	
Potencia por inversor	25°C	3437 KVA
	45°C	3437 KVA
	50°C	3125 KVA
Numero de inversores por CT	2 (52 CT)	
Número total	104	

Los centros de transformación incluirán al menos, los siguientes componentes:

- Inversores fotovoltaicos.
- Transformador de potencia.
- Celdas secundarias de Media Tensión
- Cuadros eléctricos.

Cada estación transformadora irá provista de un transformador de MT/BT y celdas de MT para un sistema de 34,5 kV. Los equipos se localizarán en el mismo edificio prefabricado de los inversores o en edificios prefabricados independientes, que conformen la estación transformadora. El primario del transformador se conectará con las celdas de MT, y estas con las celdas de MT distribuidas por el campo solar.

Las características del centro de transformación son las siguientes:

Tabla 2–3. Características del Centro de Transformación

Centro Transformación (CT)		
Fabricante/ modelo	SUNGROW, SG7200HV-Skid	
Potencia por CT [MVA]*	@ 40°C	6,875
Número de inversores por CT	2	
Relación de transformación (MT/BT)	34,5 / 0,60 / 0,60 kV	
Grupo vectorial	Dy11y11	
Número de transformadores por CT	1	
Número total CT	52	

Como equipo más representativo del centro de transformación, las características del transformador del centro de transformación serán las siguientes:

Transformador MT/BT	
Fabricante	ELTAS, SUNGROW
Tipo	En aceite, ONAN
Potencia [KVA] (45°C)	6.875 (52 CT)
Relación de transformación	34,5 ±2x2,5% / 0,6 - 0,6 kV
Grupo vectorial	Dy11y11
Numero de transformadores por CU	1
Numero total	52

2.3 Estructura

Las características principales de las estructuras de seguimiento a un eje son mostradas a continuación:

Tabla 2-4. Características del Seguidor del Proyecto.

Seguidor / Estructura	
Fabricante	NEXTRACKER
Modelo	Horizontal
Alimentación	Autoalimentado
Comunicación	Wireless
Disposición módulos por tracker	1Vx90 / 1Vx60
Configuración módulos (vertical / horizontal)	Vertical
Ángulo azimut módulos [°]	0°
Ángulo inclinación módulos [°]	±50°
Pitch [m]	4,8
Módulos	90
Número total por tipos	11.118 de 1Vx90 300 de 1Vx60
Número total	11.418

3 ESTUDIO DE PRODUCCIÓN - PVSYS

En este apartado se va a analizar, realizar y comentar los principales datos obtenidos en el estudio de producción de la planta fotovoltaica, para lo cual se usará el software PVsyst en su versión 6.8.6., dicho software es el más usado en el mercado fotovoltaico, así como reconocido por bancos y entidades financieras de cara a la financiación de proyectos fotovoltaicos.

3.1 Modelado

En primer lugar, se han importado los archivos .pan (para el módulo fotovoltaico) y .ond (para el inversor fotovoltaico), y posteriormente se han añadido las cantidades descritas en el apartado 2 para cada módulo fotovoltaico e inversor correspondiente:

Configuración global sistema
6 Núm. de tipos de sub-conjuntos
Esquema Simplificado

Resumen sistema global
Núm. de módulos: 1020060 Potencia nominal FV: 444573 kWp
Superficie módulos: 2160994 m² Potencia máxima FV: kWdc
Núm. de inversores: 104 Potencia nominal CA: 325000 kWac

LONGI 445 | LONGI 450 | ASTRONERGY 410 | ASTRONERGY 415 | SUNTECH 445 | SUNTECH 450

Nombre y orientación del sub-conjunto
Nombre: LONGI 445 Orden: 1
Oriente: Seguidor, eje inclinado u horiz. N-S

Ayuda al dimensionamiento
Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada: 0,0 kWp
... o superficie disponible(módulos): 0 m²

Selección del módulo FV
Disponible actualmente: Filter: All PV modules
Longi Solar 445 Wp, 35V Si-mono LR4-72HPH-445M-1 版型 PVEL LLC 2020-exp Abrir
Dimensionamiento de voltajes: 35.5 V
Voc (30°C): 48.4 V
 Use Optimizer

Selección del inversor
Disponible actualmente: Output voltage 600 V Tri 50Hz
Sungrow 3125 kW 875 - 1300 V TL 50/60Hz SG3125HV-30 Since 2020 Abrir
Núm. de inversores: 7 Voltaje de funcionam.: 875-1300 V Potencia global inv.: 21875 kWac
 Utilice característica mu Voltaje máx. de entrada: 1500 V **inversor con 2 MPPT**

Dimensionamiento del conjunto
Núm. de módulos y cadenas
Mód. en serie: 30 entre 25 y 30
Núm. de cadena: 2100
Pérdida sobrecarga: 1.2 % Pérd. sobrecarga: ?
Relación Pnom: 1.28
Núm. módulos: 63000 Superfi: 136935 m²

Cond. de funcionamiento
V_{mpp} (60°C): 1066 V
V_{mpp} (20°C): 1241 V
V_{oc} (30°C): 1452 V
Irradiancia plano: 1000 W/m²
I_{mpp} (STC): 23207 A
I_{sc} (STC): 24213 A
I_{sc} (en STC): 24213 A

la potencia del inversor está un poco subdimensionado.
P_{máx} en funcionamiento: 25796 kW en 1000 W/m² y 50°C
Máx. en bases STC
Potencia nom. Conjunto (528035 kWp)

Figura 3-1. Configuración implementada en PVsyst.

Posteriormente, se han establecido todas las pérdidas del sistema (en su mayoría, acordadas con el cliente o propietario de la planta fotovoltaica), desde la propia eficiencia de los equipos (definidas en los archivos .pan y .ond) hasta las pérdidas por suciedad o caída de tensión, por lo tanto, se procede a hacer un análisis de las principales pérdidas fotovoltaicas establecidas para la simulación:

- Pérdidas por caídas de tensión en cableado → 1,5% en DC, que se correspondería con el cableado solar más el cableado entre la caja de agrupación hacia el inversor, y 0,5% en AC, que sería en el cableado de MT.
- Pérdidas por suciedad → se considera para la prueba de COD (Commercial Operation Date) un valor de 1%, y para los años 1 y 2 en adelante, se ha considerado 1,5%.

- Degradación → Se ha considerado el promedio de los módulos a instalar, aproximadamente 0,6% anual, por lo que el primer año será 0,3% y el segundo año, será 0,9%, para el resto de años, se irá sumando 0,6% al valor de degradación del año anterior, hasta llegar a 14,7% del año 25 de la planta fotovoltaica (la que se considera la vida útil de la planta).
- Auxiliares → Este valor se ha ajustado para que sea un 0,5% pactado con el cliente final.
- Pérdidas IAM → En este apartado se han usado las pérdidas establecidas en el .pan por el propio fabricante del módulo, según con qué ángulo incidan los rayos, el módulo tendrá un rendimiento máximo o inferior.
- Transformadores → Para la suma de los transformadores de los centros de transformación más el transformador de subestación se han considerado unas pérdidas de 0,2% en vacío y 1,5% en carga, pérdidas que son algo altas, ya que, al encontrarnos en México, la normativa de transformadores es menos exigente que en Europa, por ejemplo, en cuanto a nivel de rendimiento y pérdidas.
- LID (Light Induced Degradation) → Para las pérdidas que sufren este tipo de módulos (silicio monocristalino) durante los primeros días de exposición al sol, se ha considerado 1,5%, que proviene de restar a la degradación del primer año completo (aproximadamente 2% según el módulo) la degradación anual (aproximadamente 0,5-0,6% según el módulo).
- Mismatch → Estas pérdidas se han fijado en 0,8% para intensidad y 0,1% por voltaje, dichas pérdidas consideradas son mayores que las que se hubieran considerado para una planta fotovoltaica con string inverters (ya que se agrupan una cantidad muy mayor de strings por MPPT).
- Calidad del módulo → Este punto realmente, no es una pérdida, es una ganancia, ya que al comprar módulos de 410 Wp (por ejemplo), el fabricante siempre garantizará una tolerancia positiva de potencia sobre ese número. Por ejemplo, para el caso del módulo de 410 Wp, todos los módulos serán de un rango entre 410 Wp y 415 Wp. Por lo tanto, para este apartado se ha considerado una ganancia de 0,6% como promedio entre módulos.

3.2 Sombreado

Se ha modelado en PVsyst la implantación de la planta, así como las principales sombras (concretamente, un paso de arboleda de grandes dimensiones en la mitad de la planta norte-sur), para que sean tenidas en cuenta en el estudio de producción:

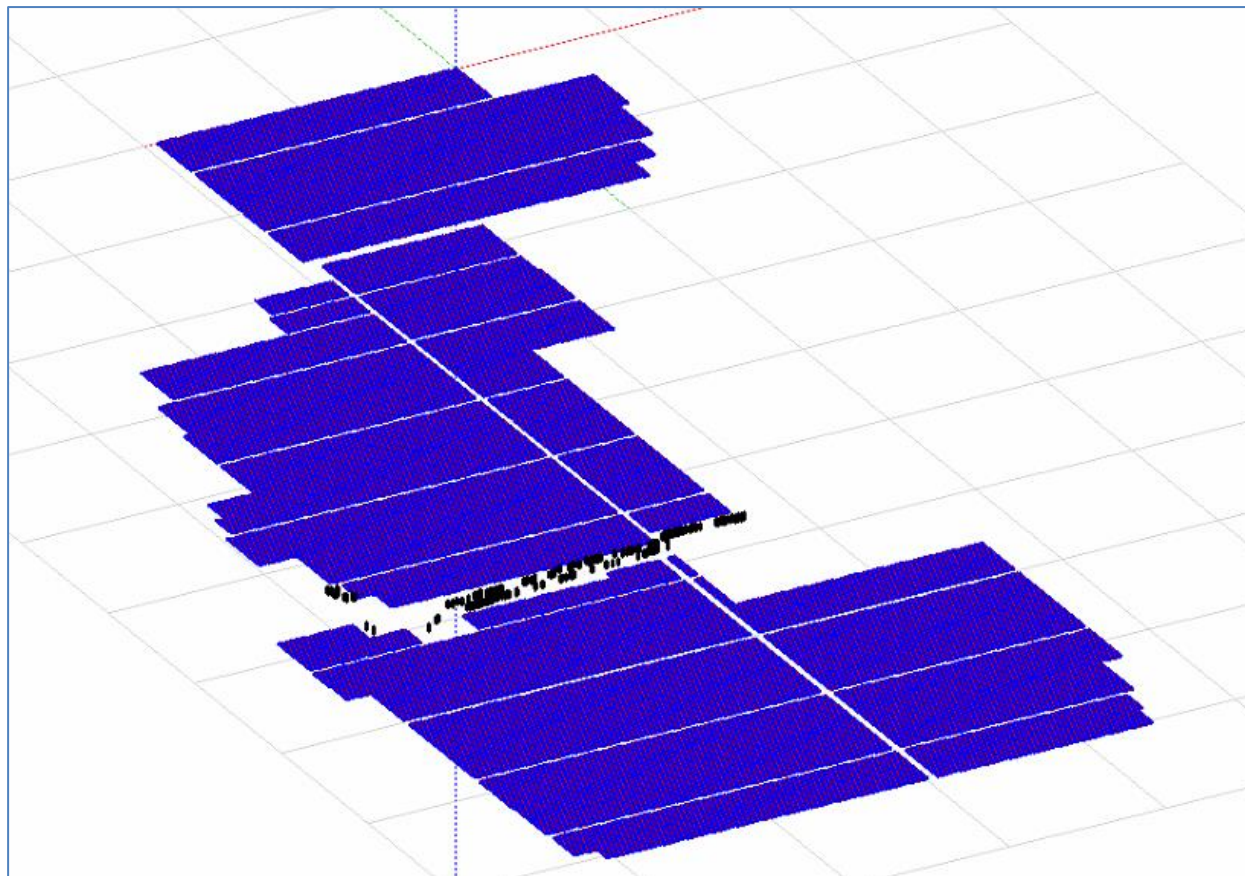


Figura 3-2. Implantación implementada en PVsyst.

Como se puede comprobar, se han modelado todos los seguidores en su posición, así como la arboleda que ocupa la zona central de la planta fotovoltaica.

3.3 Factor de Potencia y Limitación de P en el Punto de Interconexión

El estudio se ha establecido a un factor de potencia de 0,95 (límite que marca el Código de Red Mexicano) y una potencia activa máxima de 330 MW, que es la potencia activa que ha sido concedida por las autoridades mexicanas para esta planta fotovoltaica.

3.4 Resultados obtenidos

A continuación, se muestran los resultados obtenidos a nivel de producción y rendimientos esperados por la planta fotovoltaica para COD, Año 1 y Año 2:

Tabla 3-1. Resultados obtenidos de las simulaciones de PVsyst.

Resultados obtenidos en PVsyst			
Año	COD	Año 1	Año 2
Rendimiento (%)	79,88	79,30	78,94
Producción anual (MWh/año)	868.933	862.701	858.726
Horas equivalentes	1.955	1.941	1.932

Como se puede comprobar en la tabla anterior, los resultados que se obtendrán durante los primeros años de producción de la planta fotovoltaica son abrumadores, debido al gran tamaño de la planta fotovoltaica en cuestión, y permitirán abastecer aproximadamente a **86 millones de hogares** (con un consumo promedio de 10 kWh anuales), y, por lo tanto, ahorrar **9124478 toneladas de dióxido de carbono** a la atmósfera.

Para más información, se podrá consultar en los Anexos, donde se encuentran todos los reportes de los distintos softwares usados en este informe.

4 ESTUDIOS ELÉCTRICOS ESTÁTICOS – DIGSILENT POWER FACTORY

En este apartado se van a realizar todos los estudios eléctricos estáticos, donde se puede analizar que el dimensionamiento de la planta fotovoltaica es correcto, tanto a nivel de dimensionamiento de inversores, para el cumplimiento de código de red, calidad de la energía aportada a la red, dimensionamiento de las protecciones a usar en la planta fotovoltaica, como un análisis de las pérdidas y tensiones en los puntos extremos requeridos por el código de red. Todo ello se llevará a cabo a través del software de modelado de sistemas eléctricos DIGSILENT Power Factory, en su versión SP3 2021.

Para ello, en primer lugar, se analizará los modelos usados en el software para cada equipo, y posteriormente se harán los siguientes estudios:

- Cortocircuito
- Curva PQ
- Flujo de Carga
- Armónicos

4.1 Modelado

En este apartado se va a detallar equipo principal por equipo principal cómo se ha modelado en el software, tanto de subestación, línea de alta tensión o cualquier equipo del parque fotovoltaico, es decir, cualquier equipo que tenga relevancia en los resultados que se obtendrán en los siguientes apartados.

El orden que se seguirá será desde la propia red del punto de interconexión, pasando por los elementos de AT, hasta los propios inversores, donde finaliza el modelo en Power Factory.

4.1.1 Esquema Eléctrico de la Planta Fotovoltaica

En primer lugar, se mostrará el esquema de conexión de la planta fotovoltaica, de cara a una mejor comprensión de este apartado:

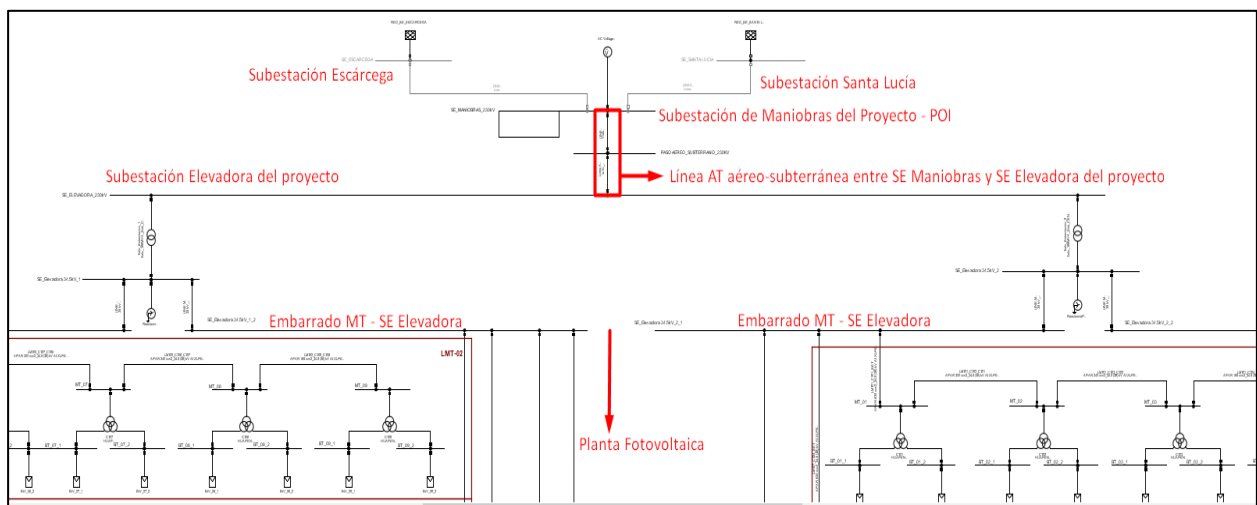


Figura 4-1. Esquema del Proyecto.

En el esquema anterior se parte de las Subestaciones Escárcega y Santa Lucía, que son Subestaciones adyacentes a la SE Maniobras de nuestro proyecto (el cual es el POI de nuestra planta fotovoltaica) hasta la cual se llega mediante dos líneas aéreas de Alta Tensión. Posteriormente existe una línea aéreo-subterránea de

AT que conecta la SE Maniobras con la SE Elevadora del proyecto, la cual es la encargada de subir el nivel de tensión proveniente de parque (34,5 kV) hasta los 230 kV. A dicha SE Elevadora es donde llegan las quince líneas de media tensión del parque fotovoltaico

4.1.2 Punto de Interconexión

El Punto de Interconexión (a partir de aquí, POI), normalmente se modela con lo indicado en el Estudio de Impacto, sin embargo, para el proyecto en cuestión, dicho estudio estaba bastante desactualizado, por lo que se ha modelado el POI, teniendo en cuenta las dos subestaciones colindantes (cuya información es publicada anualmente por CENACE, que es el Centro Nacional de Control de Energía, cuyo objeto es ejercer el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional), concretamente de los puntos SE SANTA LUCIA y SE ESCARCEGA:

Max. Values		Min. Values	
Short-Circuit Power Sk'' max	3322.779 MVA	Short-Circuit Power Sk'' min	2559.937 MVA
Short-Circuit Current Ik'' max	8.3409 kA	Short-Circuit Current Ik'' min	6.426 kA
X/R Ratio (max.)	5.4865	X/R Ratio (min.)	3.165
Impedance Ratio		Impedance Ratio	
Z2/Z1 max.	1.	Z2/Z1 min.	1.
X0/X1 max.	0.39	X0/X1 min.	0.352
R0/X0 max.	0.065	R0/X0 min.	0.05228

Figura 4-2. Datos de la red para SE ESCARCEGA usados en PowerFactory.

Max. Values		Min. Values	
Short-Circuit Power Sk'' max	3094.233 MVA	Short-Circuit Power Sk'' min	2079.58 MVA
Short-Circuit Current Ik'' max	7.7672 kA	Short-Circuit Current Ik'' min	5.2202 kA
X/R Ratio (max.)	8.076	X/R Ratio (min.)	4.036
Impedance Ratio		Impedance Ratio	
Z2/Z1 max.	1.	Z2/Z1 min.	1.
X0/X1 max.	0.61	X0/X1 min.	100.
R0/X0 max.	0.0564	R0/X0 min.	0.246

Figura 4-3. Datos de la red para SE SANTA LUCIA usados en PowerFactory.

4.1.3 Líneas de AT hasta POI

En este apartado, se van a definir como se han modelado (de acuerdo con lo indicado por CENACE) las líneas de AT que discurren desde las SE ESCARCEGA y SE SANTA LUCIA hasta la SE de Maniobras de la planta fotovoltaica, donde se encuentra el POI concedido.

Los dos tramos de líneas de AT son de 11 hasta SE SANTA LUCIA y de 131 km hasta SE ESCARCEGA respectivamente, y los parámetros principales proporcionados por CENACE son los siguientes:

Name	LineaESA_SLC		
Rated Voltage	230.	kV	
Rated Current	0.8	kA	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0
Nominal Frequency	60.	Hz	
Parameters per Length 1,2-Sequence			
AC-Resistance R' (20°C)	0.0719	Ohm/km	
Reactance X'	0.38757	Ohm/km	
Parameters per Length Zero Sequence			
AC-Resistance R0'	0.49769	Ohm/km	
Reactance X0'	1.7256	Ohm/km	

Figura 4-4. Parámetros modelados en Power Factory para la línea de alta tensión hasta el POI del proyecto.

Parameters per Length 1,2-Sequence	
Max. Operational Temperature	90. degC
AC-Resistance R' (20°C)	0.0719 Ohm/km
Conductor Material	Aluminium
Parameters per Length 1,2-Sequence	
Susceptance B'	4.3 uS/km
Ins. Factor	0.
Parameters per Length Zero Sequence	
Susceptance B0'	2.37 uS/km
Ins. Factor	0.

Figura 4-5. Parámetros modelados en Power Factory para la línea de alta tensión hasta el POI del proyecto.

4.1.4 Línea de AT entre SE Maniobras y SE Elevadora

La línea de alta tensión que une la SE Elevadora del proyecto con la SE Seccionadora o de Maniobras (POI), consta de unos 3 km, de los cuales unos 2,7 km transcurren de forma aérea, mientras que los últimos 300 metros discurren de forma subterránea.

A continuación, se muestra el modelado en Power Factory de ambos tramos, acorde con el proyecto de ejecución de dicha línea aérea y los datos del cable subterráneo.

4.1.4.1 Tramo aéreo

En primer lugar, se muestran los datos del conductor usado en la línea aérea, que en este caso era un conductor

ACSR 1113 BlueJay (Cable de aluminio 1350 desnudo en temple duro con alma de acero recubierto de aluminio soldado):

Name	1x1C_1113ACSR_Bluejay_CENACE		
Rated Voltage	230,	kV	
Rated Current	1,081	kA	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0
Nominal Frequency	60,	Hz	
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R' (20°C)	0,052581	Ohm/km	AC-Resistance R0'
			0,262315
			Ohm/km
Reactance X'	0,48573	Ohm/km	Reactance X0'
			1,263385
			Ohm/km

Figura 4-6. Parámetros modelados en Power Factory para el conductor aéreo

Name	1x1C_1113ACSR_Bluejay_CENACE		
Rated Voltage	230,	kV	
Rated Current	1,081	kA	
Cable / OHL	Overhead Line		
System Type	AC	Phases	3
		Number of Neutrals	0
Nominal Frequency	60,	Hz	
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R' (20°C)	0,052581	Ohm/km	AC-Resistance R0'
			0,262315
			Ohm/km
Reactance X'	0,48573	Ohm/km	Reactance X0'
			1,263385
			Ohm/km

Figura 4-7. Parámetros modelados en Power Factory para el conductor aéreo

Obteniéndose tras esto, para la línea, los parámetros finales en el software (usando la librería anterior y la longitud de la línea (2,712 km)):

Name	Linea AT_Aerea_Bluejay																							
Type	...ent Type Library\1x1C_1113ACSR_Bluejay_CENACE																							
Terminal i	LA_PIMIENTA_GRID\SE_ELEVADORA_230kV\Cub_4	SE_ELEVADORA_230																						
Terminal j	...TA_GRID\PASO AEREO_SUBTERRANO_230KV\Cub_2	PASO AEREO_SUBTE																						
Zone	Terminal i																							
Area	Terminal i																							
<input type="checkbox"/> Out of Service																								
Number of parallel Lines	1																							
Parameters																								
Thermal Rating																								
Length of Line	2,712 km																							
Derating Factor	1,																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Resulting Values</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nominal Current (act.)</td> <td>1,081 kA</td> </tr> <tr> <td>Pos. Seq. Impedance, Z1</td> <td>1,324996 Ohm</td> </tr> <tr> <td>Pos. Seq. Impedance, Angle</td> <td>83,8217 deg</td> </tr> <tr> <td>Pos. Seq. Resistance, R1</td> <td>0,1425997 Ohm</td> </tr> <tr> <td>Pos. Seq. Reactance, X1</td> <td>1,3173 Ohm</td> </tr> <tr> <td>Zero Seq. Resistance, R0</td> <td>0,7113982 Ohm</td> </tr> <tr> <td>Zero Seq. Reactance, X0</td> <td>3,4263 Ohm</td> </tr> <tr> <td>Earth-Fault Current, Ice</td> <td>1,836892 A</td> </tr> <tr> <td>Earth Factor, Magnitude</td> <td>0,5495256</td> </tr> <tr> <td>Earth Factor, Angle</td> <td>-8,915287 deg</td> </tr> </tbody> </table>			Resulting Values		Nominal Current (act.)	1,081 kA	Pos. Seq. Impedance, Z1	1,324996 Ohm	Pos. Seq. Impedance, Angle	83,8217 deg	Pos. Seq. Resistance, R1	0,1425997 Ohm	Pos. Seq. Reactance, X1	1,3173 Ohm	Zero Seq. Resistance, R0	0,7113982 Ohm	Zero Seq. Reactance, X0	3,4263 Ohm	Earth-Fault Current, Ice	1,836892 A	Earth Factor, Magnitude	0,5495256	Earth Factor, Angle	-8,915287 deg
Resulting Values																								
Nominal Current (act.)	1,081 kA																							
Pos. Seq. Impedance, Z1	1,324996 Ohm																							
Pos. Seq. Impedance, Angle	83,8217 deg																							
Pos. Seq. Resistance, R1	0,1425997 Ohm																							
Pos. Seq. Reactance, X1	1,3173 Ohm																							
Zero Seq. Resistance, R0	0,7113982 Ohm																							
Zero Seq. Reactance, X0	3,4263 Ohm																							
Earth-Fault Current, Ice	1,836892 A																							
Earth Factor, Magnitude	0,5495256																							
Earth Factor, Angle	-8,915287 deg																							
Type of Line	Overhead Line																							

Figura 4-8. Datos del tramo aéreo de la línea de AT entre Subestaciones Elevadora y de Maniobras

4.1.4.2 Tramo subterráneo

En el caso del conductor, se trata de un cableado de 1200 mm² de cobre con las siguientes características:

Name	Viakon_1200mm2_230kV_CENACE	
Rated Voltage	230, kV	
Rated Current	1, kA (in ground)	Rated Current (in air) 1, kA
Cable / OHL	Cable	
System Type	AC	Phases 3
		Number of Neutrals 0
Nominal Frequency	60, Hz	
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence
AC-Resistance R'(20°C)	0,02204 Ohm/km	AC-Resistance R0'
		0,105746 Ohm/km
Reactance X'	0,197768 Ohm/km	Reactance X0'
		0,110642 Ohm/km

Figura 4-9. Librería implementada para el conductor del tramo subterráneo de la línea de alta tensión.

Obteniéndose tras esto, para la línea, los parámetros finales en el software (usando la librería anterior y la longitud de la línea (0,293 km)):

Resulting Values	
Nominal Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,05830475 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	83,64098 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,00645772 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,05794603 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0,03098358 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0,03241811 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	8,650641 A
Earth Factor, Magnitude	0,2023875
Earth Factor, Angle	-129,7879 deg

Figura 4-10. Datos de la línea de alta tensión (tramo subterráneo) entre subestaciones modelada en PowerFactory

4.1.5 Transformadores de SE Elevadora


La SE Elevadora será la encargada de elevar la tensión proveniente del parque, 34,5 kV en MT, hasta el nivel de 230 kV, a partir del cual se exportará la energía a través de la línea aérea del apartado anterior hasta el POI.

Para ello, contará con dos transformadores de dos devanados (un primario y un secundario) de 188 MVA cada uno, en ONAF (potencia a la que se modela en Power Factory, al ser la máxima), en cualquier caso, dichos transformadores tendrán una potencia ONAN de 151 MVA.

A continuación, se muestra el modelado de los transformadores en Power Factory, de acuerdo con los valores de la placa de características de cada uno:

Name	<input type="text" value="Trafo_188MVA_Sub_CENACE1"/>
Technology	<input type="text" value="Three Phase Transformer"/>
Rated Power	<input type="text" value="188"/> MVA
Nominal Frequency	<input type="text" value="60"/> Hz
Rated Voltage	
HV-Side	<input type="text" value="230"/> kV
LV-Side	<input type="text" value="34,5"/> kV
Vector Group	
HV-Side	<input type="text" value="YN"/>
LV-Side	<input type="text" value="D"/>
Phase Shift	
	<input type="text" value="11"/> *30deg
Name	
	YNd11
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	<input type="text" value="13,26"/> %
Ratio X/R	<input type="text" value="49,32452"/>
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	<input type="text" value="13,26"/> %
Ratio X0/R0	<input type="text" value="49,32452"/>
Magnetising Impedance	
No Load Current	<input type="text" value="0,084"/> %
No Load Losses	<input type="text" value="98,4"/> kW

Figura 4-11. Datos del transformador 1 de 230/34,5 kV de la Subestación Elevadora en PowerFactory

Name	<input type="text" value="Trafo_188MVA_Sub_CENACE2"/>
Technology	<input type="text" value="Three Phase Transformer"/>
Rated Power	<input type="text" value="188"/> MVA
Nominal Frequency	<input type="text" value="60"/> Hz
Rated Voltage	
HV-Side	<input type="text" value="230"/> kV
LV-Side	<input type="text" value="34,5"/> kV
Positive Sequence Impedance 	
Short-Circuit Voltage uk	<input type="text" value="13,27"/> %
Ratio X/R	<input type="text" value="49,97518"/>
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	<input type="text" value="13,27"/> %
Ratio X0/R0	<input type="text" value="49,97519"/>
Vector Group	
HV-Side	<input type="text" value="YN"/>
LV-Side	<input type="text" value="D"/>
Phase Shift	<input type="text" value="11"/> *30deg
Name	YNd11

Magnetising Impedance	
No Load Current	<input type="text" value="0,071"/> %
No Load Losses	<input type="text" value="98,9"/> kW

Figura 4-12. Datos del transformador 2 de 230/34,5 kV de la Subestación Elevadora en PowerFactory

4.1.6 Cableado de Media Tensión

En este apartado se va a analizar los cables de media tensión del parque fotovoltaico, los cuales serán los encargados de transportar la energía exportada por los Centros de Transformación hasta la Subestación Elevadora.

El cableado de MT del proyecto estará dividido en 15 líneas de MT, las cuales serán cable de aluminio a un nivel de tensión de 34,5 kV y con unas secciones desde 185 mm² hasta 630 mm².

A continuación, se muestran las mediciones de cableado de MT usados en el proyecto:

Tabla 4-1. Mediciones de cableado de media tensión.

Línea MT	Cable MT		Características del cable							
	Origen	Destino	Temas por fase		Conduc.		Sección (mm ²)	L		
								L (m)	Material	
									Cond.	Aislam.
LMT1	CT4	CT3	1	x	1	#	185	295	Al	XLPE
	CT3	CT2	1	x	1	#	240	289	Al	XLPE
	CT2	CT1	1	x	1	#	300	318	Al	XLPE
	CT1	SE	1	x	1	#	630	4654	Al	XLPE
LMT2	CT9	CT8	1	x	1	#	185	260	Al	XLPE
	CT8	CT7	1	x	1	#	240	260	Al	XLPE
	CT7	CT6	1	x	1	#	300	260	Al	XLPE
	CT6	SE	1	x	1	#	630	4438	Al	XLPE
LMT3	CT5	CT11	1	x	1	#	185	974	Al	XLPE
	CT11	CT10	1	x	1	#	240	438	Al	XLPE
	CT10	SE	1	x	1	#	400	3657	Al	XLPE
LMT4	CT12	CT13	1	x	1	#	185	289	Al	XLPE
	CT13	CT14	1	x	1	#	240	289	Al	XLPE
	CT14	SE	1	x	1	#	400	3398	Al	XLPE
LMT5	CT16	CT15	1	x	1	#	185	302	Al	XLPE
	CT15	CT20	1	x	1	#	240	693	Al	XLPE
	CT20	CT25	1	x	1	#	300	708	Al	XLPE
	CT25	SE	1	x	1	#	630	2581	Al	XLPE
LMT6	CT17	CT18	1	x	1	#	185	298	Al	XLPE
	CT18	CT19	1	x	1	#	240	298	Al	XLPE
	CT19	SE	1	x	1	#	400	2994	Al	XLPE
LMT7	CT21	CT22	1	x	1	#	185	258	Al	XLPE
	CT22	CT23	1	x	1	#	240	260	Al	XLPE
	CT23	CT24	1	x	1	#	300	270	Al	XLPE

	CT24	SE	1	x	1	#	630	2570	Al	XLPE
LMT8	CT26	CT27	1	x	1	#	185	284	Al	XLPE
	CT27	CT28	1	x	1	#	240	284	Al	XLPE
	CT28	CT29	1	x	1	#	300	296	Al	XLPE
	CT29	SE	1	x	1	#	630	2116	Al	XLPE
LMT9	CT30	CT31	1	x	1	#	185	459	Al	XLPE
	CT31	CT32	1	x	1	#	240	401	Al	XLPE
	CT32	SE	1	x	1	#	630	1778	Al	XLPE
LMT10	CT33	CT34	1	x	1	#	185	308	Al	XLPE
	CT34	CT35	1	x	1	#	240	308	Al	XLPE
	CT35	CT36	1	x	1	#	300	308	Al	XLPE
	CT36	SE	1	x	1	#	630	1313	Al	XLPE
LMT11	CT39	CT38	1	x	1	#	185	293	Al	XLPE
	CT38	CT37	1	x	1	#	240	293	Al	XLPE
	CT37	SE	1	x	1	#	630	1308	Al	XLPE
LMT12	CT40	CT41	1	x	1	#	185	284	Al	XLPE
	CT41	CT42	1	x	1	#	240	284	Al	XLPE
	CT42	CT43	1	x	1	#	300	286	Al	XLPE
	CT43	SE	1	x	1	#	630	875	Al	XLPE
LMT13	CT46	CT45	1	x	1	#	185	294	Al	XLPE
	CT45	CT44	1	x	1	#	240	294	Al	XLPE
	CT44	SE	1	x	1	#	630	904	Al	XLPE
LMT14	CT47	CT48	1	x	1	#	185	286	Al	XLPE
	CT48	CT49	1	x	1	#	240	272	Al	XLPE
	CT49	SE	1	x	1	#	630	723	Al	XLPE
LMT15	CT52	CT51	1	x	1	#	185	296	Al	XLPE
	CT51	CT50	1	x	1	#	240	345	Al	XLPE
	CT50	SE	1	x	1	#	630	481	Al	XLPE

Y, a continuación, se muestran los resultados de introducir dichas mediciones en el software:

Name	Grid	Type	Out ...	Obj...	R1 Ohm	X1 Ohm	C1 uF	B1 uS	R0 Ohm	X0 Ohm	B0 uS	C0 uF
LMT01_CT01_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,2182726	0,586404	1,200732	452,6653	3,483053	0,2451727	452,6653	1,200732
LMT01_CT02_CT01	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0318	0,045156	0,06042	22,7778	0,2829564	0,0205428	22,7778	0,06042
LMT01_CT03_CT02	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,036125	0,042483	0,051153	19,28423	0,2709953	0,01973003	19,28423	0,051153
LMT01_CT04_CT03	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,04838	0,045135	0,04779	18,01641	0,296947	0,02161465	18,01641	0,04779
LMT02_CT06_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,2081422	0,559188	1,145004	431,6563	3,321399	0,2337939	431,6563	1,145004
LMT02_CT07_CT06	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,026	0,03692	0,0494	18,62336	0,231348	0,016796	18,62336	0,0494
LMT02_CT08_CT07	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0325	0,03822	0,04602	17,34913	0,243802	0,0177502	17,34913	0,04602
LMT02_CT09_CT08	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,04264	0,03978	0,04212	15,87887	0,261716	0,0190502	15,87887	0,04212
LMT03_CT05_CT10	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,159736	0,149022	0,157788	59,48468	0,9804284	0,07136498	59,48468	0,157788
LMT03_CT10_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,2845146	0,493695	0,76797	289,5179	3,067492	0,2194566	289,5179	0,76797
LMT03_CT11_CT10	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,05475	0,064386	0,077526	29,22661	0,4107126	0,02990226	29,22661	0,077526
LMT04_CT12_CT13	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,047396	0,044217	0,046818	17,64997	0,2909074	0,02117503	17,64997	0,046818
LMT04_CT13_CT14	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,036125	0,042483	0,051153	19,28423	0,2709953	0,01973003	19,28423	0,051153
LMT04_CT14_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,2643644	0,45873	0,71358	269,0133	2,850242	0,203914	269,0133	0,71358
LMT05_CT15_CT20	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,086625	0,101871	0,122661	46,24211	0,6498261	0,04731111	46,24211	0,122661
LMT05_CT16_CT15	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,049528	0,046206	0,048924	18,44391	0,3039932	0,02212754	18,44391	0,048924
LMT05_CT20_CT25	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0708	0,100536	0,13452	50,71284	0,6299784	0,0457368	50,71284	0,13452
LMT05_CT25_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,1210489	0,325206	0,665898	251,0376	1,93162	0,1359671	251,0376	0,665898
LMT06_CT17_CT18	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,048872	0,045594	0,048276	18,19963	0,2999668	0,02183446	18,19963	0,048276
LMT06_CT18_CT19	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,03725	0,043806	0,052746	19,88477	0,2794346	0,02034446	19,88477	0,052746
LMT06_CT19_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,2329332	0,40419	0,62874	237,0294	2,511367	0,1796699	237,0294	0,62874
LMT07_CT21_CT22	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,042312	0,039474	0,041796	15,75672	0,2597028	0,01890366	15,75672	0,041796
LMT07_CT22_CT23	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0325	0,03822	0,04602	17,34913	0,243802	0,0177502	17,34913	0,04602
LMT07_CT23_CT24	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,027	0,03834	0,0513	19,33965	0,240246	0,017442	19,33965	0,0513
LMT07_CT24_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,120533	0,32382	0,6630599	249,9677	1,923388	0,1353876	249,9677	0,6630599
LMT08_CT26_CT27	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,046576	0,043452	0,046008	17,34461	0,2858744	0,02080868	17,34461	0,046008
LMT08_CT27_CT28	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0355	0,041748	0,050268	18,95059	0,2663068	0,01938868	18,95059	0,050268
LMT08_CT28_CT29	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0296	0,042032	0,05624	21,20198	0,2633808	0,0191216	21,20198	0,05624
LMT08_CT29_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0992404	0,266612	0,5459279	205,81	1,583614	0,1114709	205,81	0,5459279
LMT09_CT30_CT31	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,075276	0,070227	0,074358	28,03231	0,4620294	0,03363093	28,03231	0,074358
LMT09_CT31_CT32	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,050125	0,058947	0,070977	26,7577	0,3760177	0,02737627	26,7577	0,070977
LMT09_CT32_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0833882	0,224028	0,458724	172,9349	1,330655	0,09366504	172,9349	0,458724
LMT10_CT33_CT34	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,050512	0,047124	0,049896	18,81035	0,3100328	0,02256716	18,81035	0,049896
LMT10_CT34_CT35	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0385	0,045276	0,054516	20,55205	0,2888116	0,02102716	20,55205	0,054516
LMT10_CT35_CT36	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0308	0,043736	0,05852	22,06152	0,2740584	0,0198968	22,06152	0,05852
LMT10_CT36_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0615797	0,165438	0,338754	127,7072	0,9826491	0,06916884	127,7072	0,338754

Name	Grid	Type	Out ...	Obj...	R1 Ohm	X1 Ohm	C1 uF	B1 uS	R0 Ohm	X0 Ohm	B0 uS	C0 uF
LMT15_CT52_CT51	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,048544	0,045288	0,047952	18,07748	0,2979536	0,02168792	18,07748	0,047952
LMT15_CT51_CT50	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,043125	0,050715	0,061065	23,02096	0,3235065	0,02355315	23,02096	0,061065
LMT15_CT50_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0225589	0,060606	0,124098	46,78384	0,3599804	0,02533908	46,78384	0,124098
LMT14_CT49_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0339087	0,091098	0,186534	70,32166	0,5410932	0,03808764	70,32166	0,186534
LMT14_CT48_CT49	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,034	0,039984	0,048144	18,14986	0,2550544	0,01856944	18,14986	0,048144
LMT14_CT47_CT48	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,04690401	0,043758	0,046332	17,46675	0,2878876	0,02095522	17,46675	0,046332
LMT13_CT46_CT45	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,048216	0,044982	0,047628	17,95533	0,2959404	0,02154138	17,95533	0,047628
LMT13_CT45_CT44	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,03675	0,043218	0,052038	19,61786	0,2756838	0,02007138	19,61786	0,052038
LMT13_CT44_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0423976	0,113904	0,233232	87,92638	0,6765535	0,04762272	87,92638	0,233232
LMT12_CT43_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0410375	0,11025	0,22575	85,10574	0,65485	0,046095	85,10574	0,22575
LMT12_CT42_CT43	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0286	0,040612	0,05434	20,4857	0,2544828	0,0184756	20,4857	0,05434
LMT12_CT41_CT42	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0355	0,041748	0,050268	18,95059	0,2663068	0,01938868	18,95059	0,050268
LMT12_CT40_CT41	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,046576	0,043452	0,046008	17,34461	0,2858744	0,02080868	17,34461	0,046008
LMT11_CT39_CT38	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,048052	0,044829	0,047466	17,89426	0,2949338	0,02146811	17,89426	0,047466
LMT11_CT38_CT37	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,036625	0,043071	0,051861	19,55114	0,2747461	0,02000311	19,55114	0,051861
LMT11_CT37_SET	LA_PIMIENTA_GRID	APA...	<input type="checkbox"/>	05/0...	0,0613452	0,164808	0,337464	127,2209	0,9789072	0,06890544	127,2209	0,337464

Figura 4-13. Parámetros eléctricos resultantes de los cables de media tensión.

A modo de ejemplo, se añade el modelado para un tramo de cableado de LMT:

The image displays two screenshots of a software interface for modeling a medium voltage cable. The top screenshot shows the main configuration panel with the following parameters:

- Name: APAR 240 mm²_34.5 (38) kV Al XLPE
- Rated Voltage: 34,5 kV
- Rated Current: 0,367 kA (in ground) / 0,502 kA (in air)
- Cable / OHL: Cable
- System Type: AC
- Phases: 3
- Number of Neutrals: 0
- Nominal Frequency: 60 Hz

Below the main configuration, there are two columns of parameters per length:

- Parameters per Length 1,2-Sequence:**
 - AC-Resistance R'(20°C): 0,16 Ohm/km
 - Reactance X': 0,144 Ohm/km
- Parameters per Length Zero Sequence:**
 - AC-Resistance R0': 0,16 Ohm/km
 - Reactance X0': 0,144 Ohm/km

The bottom screenshot shows additional parameters:

- Parameters per Length 1,2-Sequence:**
 - Max. Operating Temperature: 90 degC
 - AC-Resistance R'(20°C): 0,16 Ohm/km
 - Conductor Material: Aluminium
- Parameters per Length 1,2-Sequence:**
 - Susceptance B': 69,74335 uS/km
- Parameters per Length Zero Sequence:**
 - Susceptance B0': 69,74335 uS/km

Figura 4-14. Modelado librería de cableado de media tensión.

Las líneas de MT se reparten en los embarrados de subestación de la siguiente forma:

- Transformador de potencia 1: LMT-02, LMT-03, LMT-04, LMT-06, LMT-05, LMT-11, LMT-13 y LMT-15.
- Transformador de potencia 2: LMT-01, LMT-07, LMT-14, LMT-08, LMT-09, LMT-10 y LMT-12.

4.1.7 Inversores Fotovoltaicos

Los inversores SG-3125HV-30 (Sungrow) han sido modelados usando el archivo de DigSILENT y la información proporcionados por el fabricante de inversores.

La planta fotovoltaica está compuesta por un total de 104 inversores, los cuales se reparten en 52 centros de transformación. Los cuáles serán CTs de transformadores de 3 devanados (6,874 MVA).

En la siguiente figura se muestra el aporte de cortocircuito de los inversores durante un hueco de tensión (cortocircuito):

2016 1990/2001

No Short-Circuit Contribution

Static Converter-Fed Drive

Power station unit type: Full size converter

Unit transformer: ...

Hint: "Unit Transformer" flag belongs to the transformer setting.

Initial symmetrical short-circuit current contribution

Three-phase faults, I_k^{3PF}	3,64	kA
Two-phase faults, I_k^{2PF}	3,64	kA
Single-phase faults, I_k^{1PF}	3,64	kA

Steady-state short-circuit current contribution

Maximum current	3,157	kA
Minimum current	3,157	kA

Figura 4-15. Aporte de cortocircuito de los inversores fotovoltaicos.

Por otro lado, se muestra la curva de capacidad, aportada por el fabricante de inversores, la cual muestra los límites de potencia reactiva que pueden aportar los inversores en función de la potencia activa aportada:

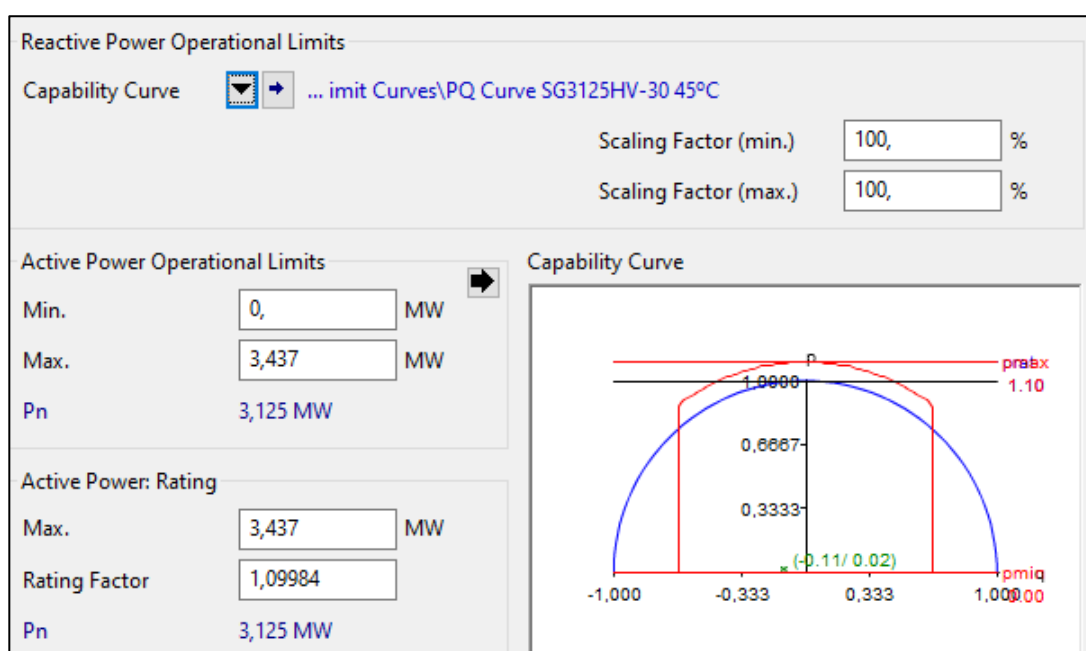


Figura 4-16. Curva de capacidad de los inversores fotovoltaicos.

Hay que tener en cuenta que esta curva es muy importante para el desarrollo, diseño y financiación del proyecto, ya que es la que determinará (al sumar la de todos y cada uno de los inversores que conforman la planta fotovoltaica) si la planta fotovoltaica cumple con los requisitos del Código de Red [5] o no, lo que podría suponer un aumento del número de inversores del proyecto o añadir elementos de compensación de potencia reactiva como una batería de condensadores o un STATCOM (compensador síncrono estático) aumentando el coste del proyecto. De ahí que esta información deba ser proporcionada por el fabricante de inversores, ya que es un parámetro crítico para el proyecto.

Por último, se muestra el espectro de armónicos proporcionado por el fabricante, ya implementado en el propio software:

Integer Harmonics:		
	I_h/I %	
f/fn=2	0,168	
f/fn=3	0,079	
f/fn=4	0,081	
f/fn=5	0,651	
f/fn=6	0,045	
f/fn=7	0,502	
f/fn=8	0,054	
f/fn=9	0,179	
f/fn=10	0,064	
f/fn=11	0,098	
f/fn=12	0,027	
f/fn=13	0,147	
f/fn=14	0,076	
f/fn=15	0,026	

Integer Harmonics:		
	I_h/I %	
f/fn=16	0,096	
f/fn=17	0,185	
f/fn=18	0,016	
f/fn=19	0,101	
f/fn=20	0,123	
f/fn=21	0,03	
f/fn=22	0,144	
f/fn=23	0,183	
f/fn=24	0,012	
f/fn=25	0,127	
f/fn=26	0,096	
f/fn=27	0,011	
f/fn=28	0,04	
f/fn=29	0,081	

Integer Harmonics:		
	I_h/I %	
f/fn=30	0,009	
f/fn=31	0,066	
f/fn=32	0,041	
f/fn=33	0,004	
f/fn=34	0,056	
f/fn=35	0,024	
f/fn=36	0,004	
f/fn=37	0,017	
f/fn=38	0,058	
f/fn=39	0,002	
f/fn=40	0,027	
f/fn=41	0,004	
f/fn=42	0,002	
f/fn=43	0,003	

Integer Harmonics:		
	I_h/I %	
f/fn=44	0,03	
f/fn=45	0,001	
f/fn=46	0,066	
f/fn=47	0,005	
f/fn=48	0,002	
f/fn=49	0,003	
f/fn=50	0,152	

Figura 4-17. Espectro armónico de los inversores.

4.2 Estudio de Cortocircuito

Este cálculo se ha realizado con el software PowerFactory 2021 (DigSILENT). Dicho estudio se considera en el caso más desfavorable, siendo estudiado a 25°C, donde la potencia de los inversores es la máxima posible, y por lo tanto su aporte al cortocircuito.

- Cortocircuito máximo → Todos los inversores del parque fotovoltaico aportan el nivel de cortocircuito indicados por el fabricante de los mismos, además, se considera el valor de cortocircuito de la red indicado por CENACE.
- Cortocircuito mínimo → Todos los inversores del parque fotovoltaico no aportan cortocircuito, además, se considera el valor de cortocircuito de la red indicado por CENACE.

Los valores de corriente de cortocircuito calculados se utilizan para:

- Comprobar los valores de cortocircuito en los embarrados, buses y transformadores.
- Comprobar la resistencia de los componentes del sistema a las tensiones mecánicas y térmicas.
- Entrada al estudio de coordinación de protecciones.

En este estudio se muestran los siguientes casos:

- Fallo de tres fases.
- Fallo de dos fases.
- Fallo de dos fases a tierra.
- Fallo de una fase a tierra.

Según la norma IEC 60909-0 [7], el cálculo de cortocircuitos se ha realizado teniendo en cuenta:

Para el cálculo del cortocircuito máximo:

- Tensión factor c: 1.1 tensión p.u. para todas las barras colectoras.
- Temperatura mínima de funcionamiento para las resistencias de los cables: 20 °C.

Para el cálculo del cortocircuito mínimo:

- 0.95 p.u de tensión en buses ≤ 1 kV y 1 p.u de tensión en buses > 1 kV.
- Resistencia de cable de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$R_L = [1 + \alpha * (\varnothing_c - 20^{\circ}C)] * R_{L,20} \quad (4-1)$$

Donde:

$R_{L,20}$ es la Resistencia del cable a una temperatura de 20°C.

\varnothing_c es la temperatura del cable al final de la duración del cortocircuito.

α es un factor igual a 0,004 / K.

El cálculo de la corriente de cortocircuito pico se ha realizado según el método c (frecuencia equivalente f_c) indicado en el apartado 4.3.1.2 de la norma IEC 60909-0 [7].

4.2.1 Características de cálculo

Para el análisis de la corriente de cortocircuito se ha empleado la norma IEC 60909 [7].

Como resultado de los cálculos, se definen los siguientes parámetros según la norma IEC 60909 [7]:

- I''_k : corriente de cortocircuito simétrica inicial
- i_p : corriente máxima de cortocircuito, calculada según el método C de la corriente simétrica de cortocircuito inicial IEC 60909 [7]:

$$i_p = \left(1,02 + 0,98 * e^{-3 * \frac{R}{X}}\right) * \sqrt{2} * I''_k \quad (4-2)$$

- $i_{d.c.}$: componente CC de la corriente de cortocircuito:

$$i_{d.c.} = \sqrt{2} * I''k * e^{-2} * \pi * t * \frac{R}{X} \quad (4-3)$$

- A: valor inicial de la componente $i_{d.c.}$

$$A = \sqrt{2} * I''k \quad (4-4)$$

- I_b : corriente simétrica de corte en cortocircuito

$$I_b = \mu_{tmin} * I''k \quad (4-5)$$

- t_{min} : el tiempo más corto entre el comienzo de la corriente de cortocircuito y el primer contacto de separación de un polo del dispositivo de conmutación
- I_k : corriente de cortocircuito permanente

Las siguientes imágenes muestran la forma de onda de una corriente de cortocircuito:

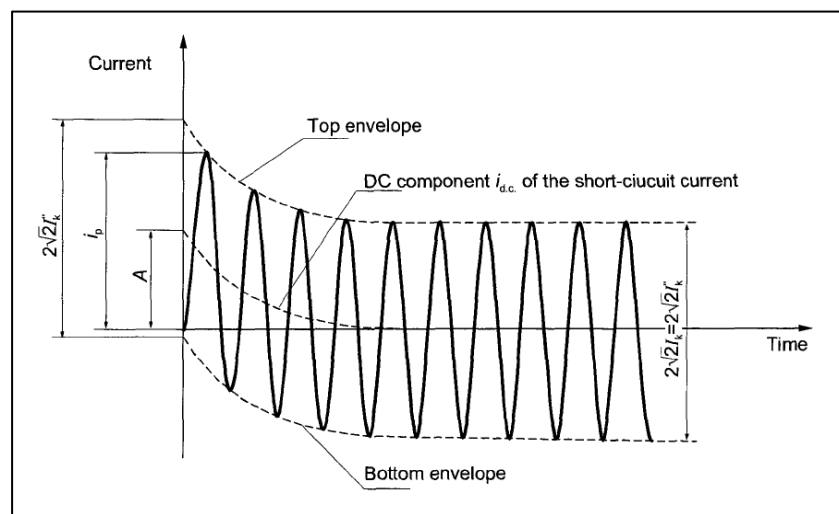


Figura 4-18. Corriente de cortocircuito de una falla alejada del generador con componente constante c.a. (representación esquemática)

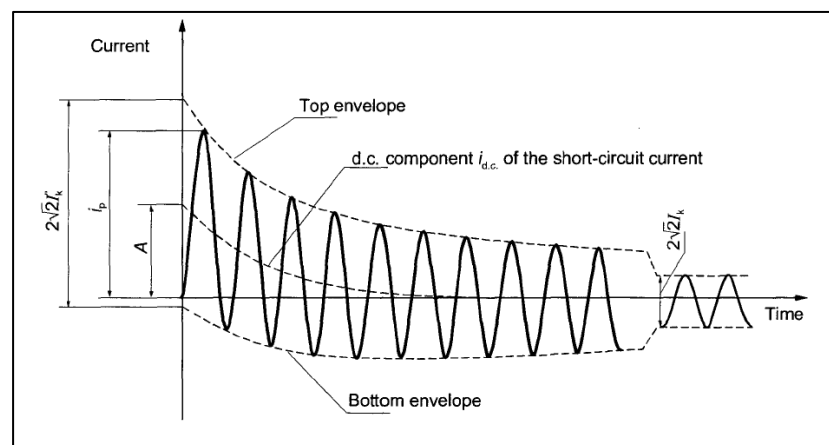


Figura 4-19. Corriente de cortocircuito de una falla de un cuasi-generador con componente de decaimiento c.a.

4.2.2 Resultados de cortocircuito

Para dimensionar los equipos tanto de la planta fotovoltaica como de la subestación es necesario identificar los valores máximos de cortocircuito en los embarrados, ya que dichos equipos deben estar diseñados para aguantar y tener poder de corte suficiente para los resultados de cortocircuito obtenidos en este estudio. Además, es también necesario conocer los cortocircuitos mínimos para el estudio de coordinación de protecciones.

A continuación, se muestra un resumen con los valores de cortocircuito máximo y mínimos registrados tras la simulación realizada:

Tabla 4–2. Resultados de Cortocircuitos Máximos de acuerdo con la sección 7.1.2 de la normativa IEC 60909 [7]

Cortocircuito Máximo					
Ubicación	Tensión Nominal (kV)	Falta trifásica (kA)	Falta Fase-Tierra (kA)	Falta Fase-Fase (kA)	Falta Fase-Fase-Tierra (kA)
Subestación Maniobras	230	9,412	10,458	8,151	10,125
Subestación Elevadora	230	8,790	10,093	7,612	9,784
Subestación Elevadora	34,5	22,205	0,623	19,230	19,241
Planta FV – MV Side CT	34,5	21,168	0,622	18,332	18,345
Planta FV – LV Side CT	0,6	53,044	0,000	45,937	45,937

Tabla 4–3. Resultados de Cortocircuitos Mínimos de acuerdo con la sección 7.1.2 de la normativa IEC 60909 [7]

Cortocircuito Mínimo					
Ubicación	Tensión Nominal (kV)	Falta trifásica (kA)	Falta Fase-Tierra (kA)	Falta Fase-Fase (kA)	Falta Fase-Fase-Tierra (kA)
Subestación Maniobras	230	6,280	6,739	5,439	6,775
Subestación Elevadora	230	5,896	6,653	5,106	6,646
Subestación Elevadora	34,5	14,876	0,453	12,883	12,896
Planta FV – MV Side CT	34,5	14,210	0,452	12,306	12,320
Planta FV – LV Side CT	0,6	33,148	0,000	28,707	28,707

Con base a las observaciones presentadas en este apartado, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La capacidad de aguante al cortocircuito de los equipos primarios instalados en el nivel de tensión de 230 kV, así como los terminales de los transformadores de potencia deberá ser superior a 10,458 kA.
- La capacidad de aguante de las celdas instaladas en el nivel de media tensión a 34,5 kV en subestación debería ser superior a 22,205 kA.
- La capacidad de aguante de terminales, cables y buses de equipos instalados en baja tensión a 0,6 kV debería ser superior a 53,044 kA.
- El valor máximo resultado del cortocircuito monofásico a tierra en media tensión es de 0,623 kA. Mientras que en alta tensión será 10,093 kA, dichos valores deberán ser usados para dimensionar las mallas de puesta a tierra de dichos niveles de tensión.
- Las corrientes de falla mínima obtenidas deberán ser consideradas para el cálculo de los ajustes de los dispositivos de protección.

Para más información, se podrá consultar en los Anexos, donde se encuentran todos los reportes de los distintos softwares usados en este informe.

4.3 Estudio de Curva PQ y Flujo de Carga

El presente apartado tiene como objetivo analizar el impacto del cumplimiento de provisión de potencia reactiva prescrito por la Comisión Reguladora de Energía Mexicana en el Punto de Interconexión (POI), en el diseño global de la planta fotovoltaica. El mencionado POI se ubica en 230 kV a aproximadamente 3 km de la Subestación Eléctrica Elevadora 230/34,5 kV situada en la propia planta fotovoltaica.

Los requerimientos de potencia reactiva son los correspondientes a un factor de potencia +/-0,95 adelante/atraso en el POI para el rango de voltaje admisible, esto es de 0,95 a 1,05 p.u., mientras que la planta está inyectando su capacidad máxima de contrato 330 MWac. El escenario de retraso significa que la planta fotovoltaica está produciendo potencia reactiva positiva y el escenario principal significa consumir potencia reactiva negativa.

Estos requerimientos han sido extraídos de la resolución “RES/151/2016. RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica.” [5] Con fecha 8 de Abril de 2016.

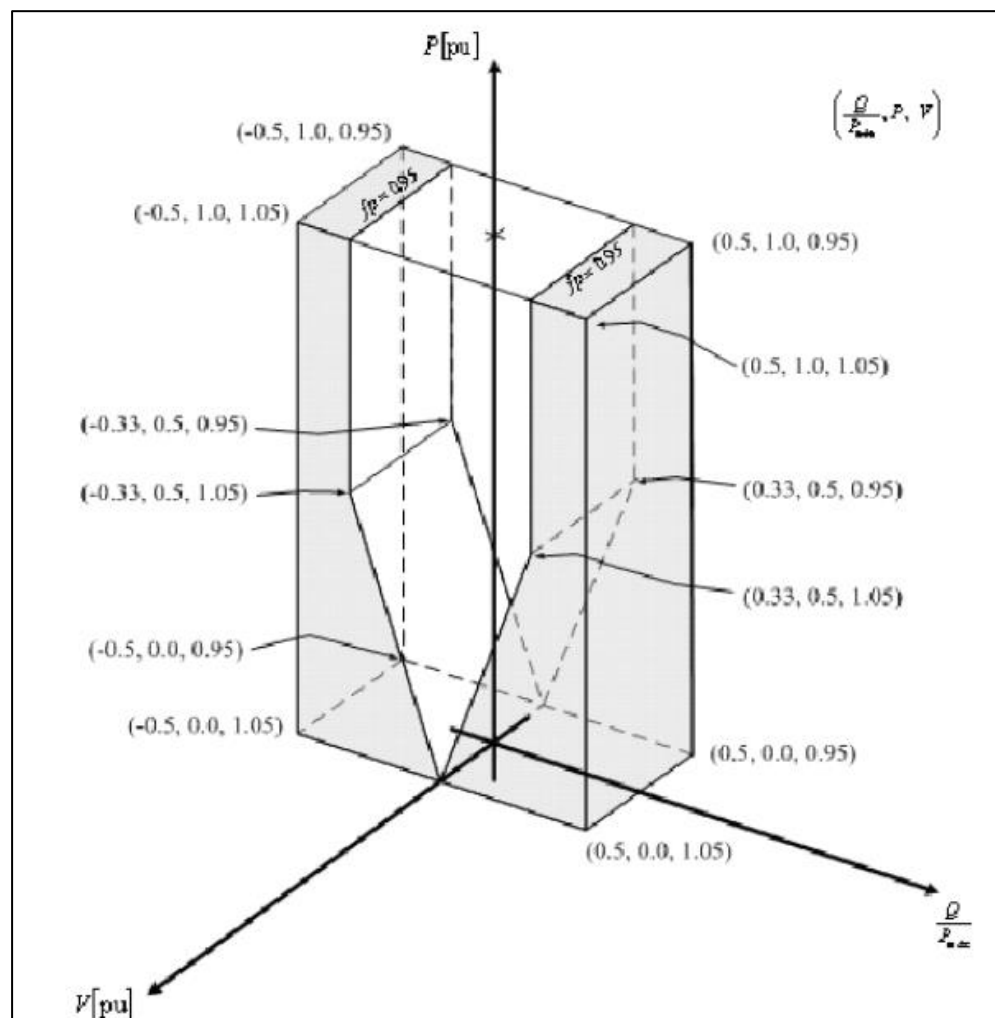


Figura 4-20. Requerimientos PQ en el POI, extraídos del Código de Red Mexicano [5].

Partiendo del modelo planteado en el apartado 4.1, el apartado actual se centra en el análisis de las curvas P/Q del proyecto fotovoltaico, la temperatura máxima del proyecto son 40,8°C, sin embargo, el inversor puede aportar la misma potencia hasta los 45°C de temperatura ambiente (3,437 MVA). Por lo tanto, este estudio será válido para 40,8°C.

4.3.1 Curvas PQ y Flujos de Carga

4.3.1.1 ESCENARIO BASE – 0,95 VPU @PCC – 330 MW @40,8°C

- Punto de Interconexión en 230 kV situado en la Subestación Eléctrica de Maniobras de dicha planta a aproximadamente 3 km de la Subestación Elevadora 230/34,5 kV situada en la propia planta fotovoltaica.
- Temperatura de trabajo del inversor **40,8°C**.
- Tensión en el Punto de Interconexión, **0,95 p.u. (218,5 kV)**.
- La planta se compone de quince (15) feeders o circuitos de Media Tensión, siete (7) de ellos exportando hasta 27,496 MVA, y ocho (8) exportando hasta 20,622 MVA.
- Ciento cuatro (104) inversores SUNGROW SG3125-30 HV, cincuenta y dos (52) bloques de dos (2) inversores cada uno. Potencia nominal de cada inversor 3,437 MVA@40,8°C. Potencia total instalada 357,448 MVA@40,8°C.
- El tap de los transformadores de AT/MT de la Subestación Eléctrica de la planta fotovoltaica se encuentra en la posición: **3**
- El tap de los transformadores de MT/BT de los bloques de potencia se encuentra en la posición: **0**
- Máxima capacidad de exportación en el Punto de Interconexión en 230 kV: **330 MWac**.
- Requerimientos de potencia reactiva en el POI, +/- **108,466 MVar@300MWac**

En la siguiente imagen se puede verificar el cumplimiento de la planta fotovoltaica (en rojo) con todos los requisitos exigidos por el código de red de México (en azul) para las consideraciones planteadas anteriormente:

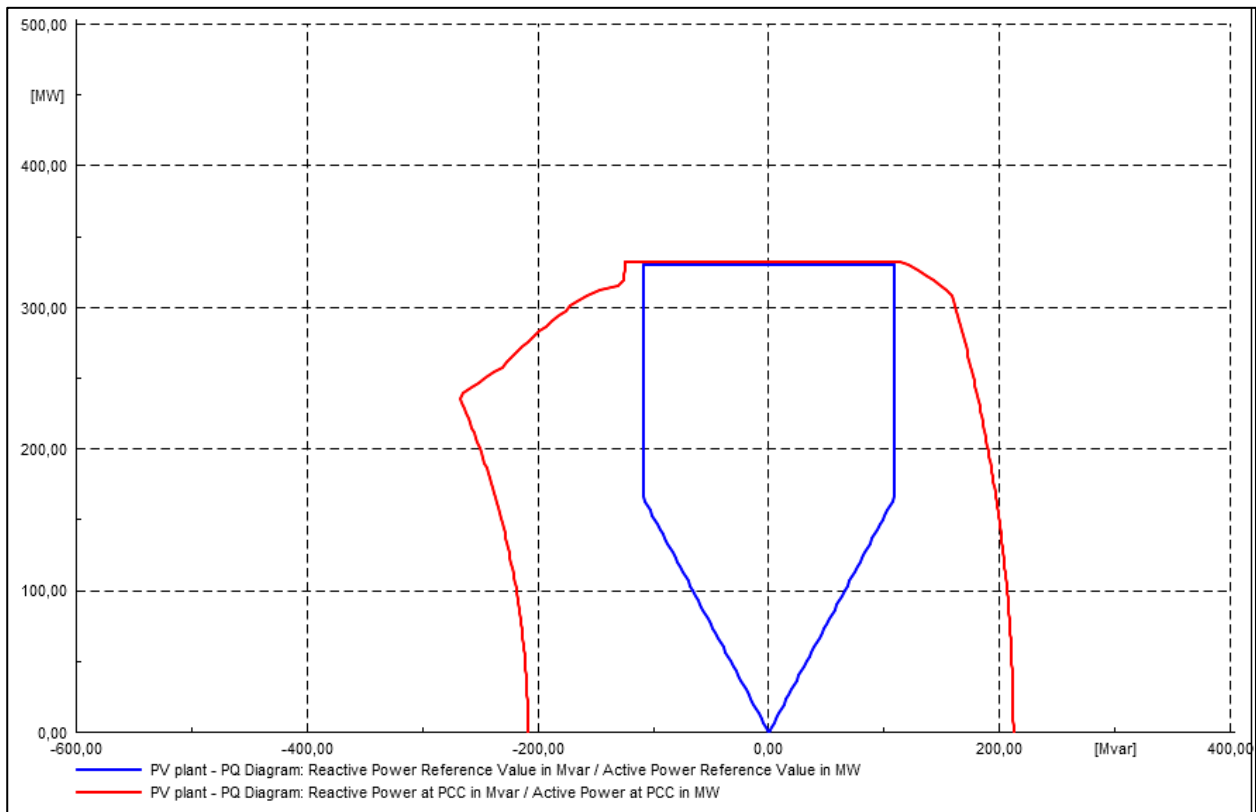


Figura 4-21. Curva PQ, 218,5 kV @POI @0,95pu

Dicha curva, se obtiene a través del script proporcionado por DIGSILENT, el cual recorre cientos de flujos de carga (para una mayor o menor exactitud, se define el número de flujos de carga que recorrerá el script) y verificando cuál es la capacidad máxima que podría entregar la planta fotovoltaica tanto de potencia activa como de reactiva. A continuación, se muestra el script usado para este estudio:

Name

General Selection

Input parameters:

	Type	Name	Value	Unit	Description
1	double	Pn	330	MW	Reference active power
2	int	iOpRange	0	0/1/2	Operating range: 0 = generation, 1 = consumption (sto...
3	double	pstart	0	p.u.	Start value for active power sweep
4	int	steps	100		Amount of calculation points (pstart to pend)
5	int	ExcludeP	0	0/1	Exclude generators from NoP_scaling set from power s...
6	double	u_max_prot	1.1	p.u.	Max. allowed voltage at LV terminals (for warning in o...
7	double	u_min_prot	0.9	p.u.	Min. allowed voltage at LV terminals (for warning in ou...
▶ 8	int	iParkCtrl	1	0/1	1 = Park controller active; 0 = local setpoints
9	int	ShntCtrl	0	0/1	1 = Switch shunt on and off automatically
10	int	Lim_Q_uprot	0	0/1	1 = Limit Q to avoid over- and undervoltages (conside...
11	int	Lim_Q_loading	0	0/1	1 = Limit Q to avoid overloading of transformers and li...
12	double	MaxLoading	100	%	Maximum loading (used for lim_Q_loading)

External Objects:

	Name	object	Description
1	Park	Boundary_FUENTE_TEN...	Feeder / Boundary at PoC (orientation into power plant)
2	ParkCtrl	Station Control(1)	Park Controller (ElmStactrl)
3	Shunt		Additional shunt (capacitor bank or reactor or set)
4	Requirement	Example P and Q	Table(s) with reference PQ curve(s) (multiple selection possible)
5	NoP_scaling		Generators to exclude from P-scaling (single generator or set)

Figura 4-22. Script usado para las curvas PQ.

Como se puede ver en la figura anterior, para este caso se ha usado el script con 100 pasos (o lo que es lo mismo 100 flujos de cargas), y en dicho script, además, también se deben definir la potencia activa máxima a entregar en el POI o los requisitos del Código de Red [5] correspondiente, así como los límites de subtensión y sobretensión que pueden aguantar los inversores fotovoltaicos.

A continuación, se muestra el resumen de resultados para el flujo de cargas en el mismo escenario:

Grid: LA_PIMIENTA_GRID		System Stage: LA_PIMIENTA_GRI		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
Grid: LA_PIMIENTA_GRID		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	167	No. of Terminals	0	No. of Lines	60
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	52	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	=	335,76 MW	186,20 Mvar	383,94 MVA			
External Infeed	=	-330,00 MW	-108,47 Mvar	347,37 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Load P(Un)	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	5,76 MW	77,74 Mvar				
Line Charging	=		-6,69 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	=	325,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0,87 [-]					
Load/Motor	=	0,00 / 0,00 [-]					

Figura 4-23. Resumen resultados flujo de cargas 218,5 kV @POI @0,95 p.u.

En este escenario, las máximas pérdidas en el parque solar fotovoltaico son de 5,76 MW y 77,74 MVA.

Teniendo en cuenta las pérdidas de potencia activa, estas corresponden a 1,745% de la potencia nominal de la planta.

4.3.1.2 ESCENARIO BASE – 1,00 VPU @PCC – 330 MW @40,8°C

- Punto de Interconexión en 230 kV situado en la Subestación Eléctrica de Maniobras de dicha planta a aproximadamente 3 km de la Subestación Elevadora 230/34,5 kV situada en la propia planta fotovoltaica.
- Temperatura de trabajo del inversor **40,8°C**.
- Tensión en el Punto de Interconexión, **1,00 p.u. (230 kV)**.
- La planta se compone de quince (15) feeders o circuitos de Media Tensión, siete (7) de ellos exportando hasta 27,496 MVA, y ocho (8) exportando hasta 20,622 MVA.
- Ciento cuatro (104) inversores SUNGROW SG3125-30 HV, cincuenta y dos (52) bloques de dos (2) inversores cada uno. Potencia nominal de cada inversor 3,437 MVA@40,8°C. Potencia total instalada 357,448 MVA@40,8°C.
- El tap de los transformadores de AT/MT de la Subestación Eléctrica de la planta fotovoltaica se encuentra en la posición: **-2**
- El tap de los transformadores de MT/BT de los bloques de potencia se encuentra en la posición: **0**
- Máxima capacidad de exportación en el Punto de Interconexión en 230 kV: **330 MWac**.
- Requerimientos de potencia reactiva en el POI, **+/- 108,466 MVar@300MWac**

En la siguiente imagen se puede verificar el cumplimiento de la planta fotovoltaica (en rojo) con todos los requisitos exigidos por el código de red de México (en azul) para las consideraciones planteadas anteriormente:

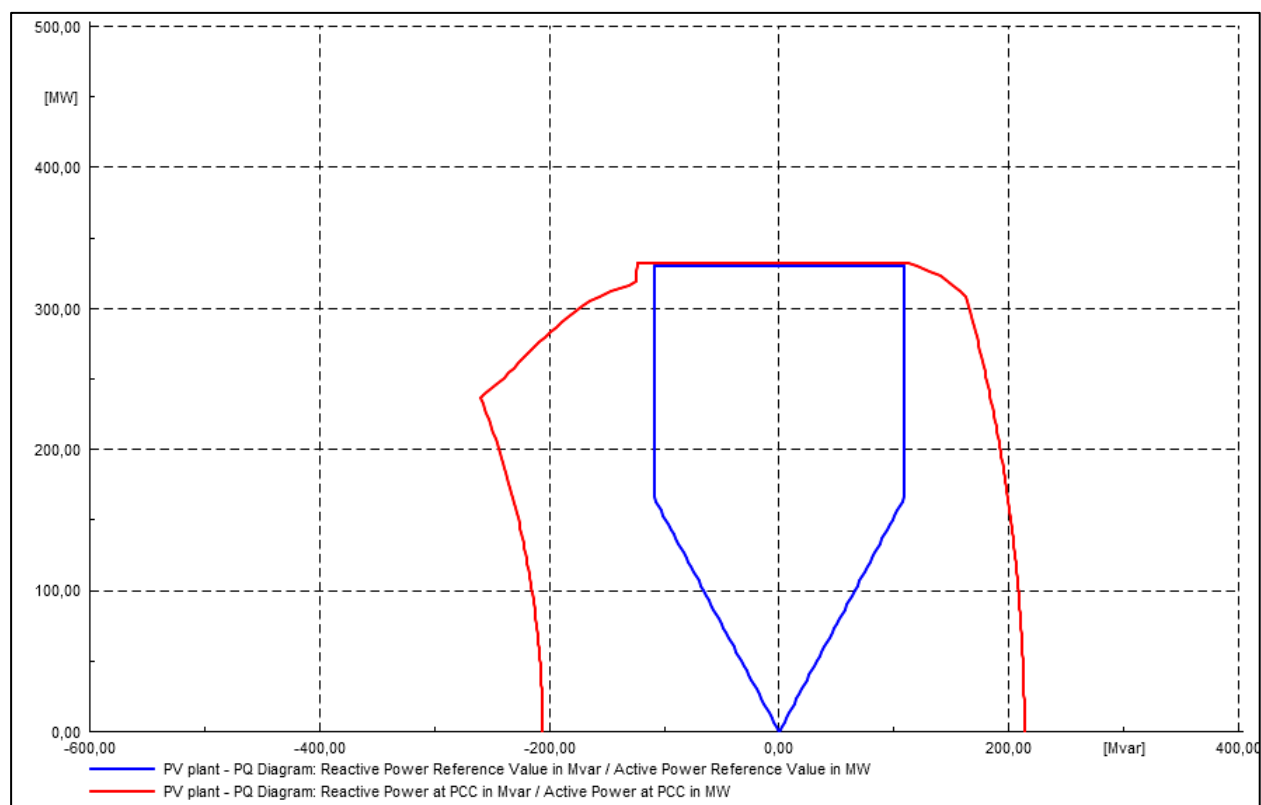


Figura 4-24. Curva PQ, 230 kV @POI @1,00pu

A continuación, se muestra el resumen de resultados para el flujo de cargas en el mismo escenario:

Grid: LA_PIMIENTA_GRID		System Stage: LA_PIMIENTA_GRI		Study Case: Study Case		Annex: / 1	
Grid: LA_PIMIENTA_GRID		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	167	No. of Terminals	0	No. of Lines	60
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	52	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		
Generation	= 335,64 MW	181,24 Mvar		381,45 MVA			
External Infeed	= -330,00 MW	-108,47 Mvar		347,37 MVA			
Inter Grid Flow	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Load P(U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Load P(Un)	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Load P(Un-U)	= 0,00 MW	0,00 Mvar					
Motor Load	= 0,00 MW	0,00 Mvar		0,00 MVA			
Grid Losses	= 5,64 MW	72,78 Mvar					
Line Charging	=	-6,79 Mvar					
Compensation ind.	=	0,00 Mvar					
Compensation cap.	=	0,00 Mvar					
Installed Capacity	= 325,00 MW						
Spinning Reserve	= 0,00 MW						
Total Power Factor:							
Generation	= 0,88 [-]						
Load/Motor	= 0,00 / 0,00 [-]						

Figura 4-25. Resumen resultados flujo de cargas 230 kV @POI @1,00 p.u.

En este escenario, las máximas pérdidas en el parque solar fotovoltaico son de 5,64 MW y 72,78 MVAR.

Teniendo en cuenta las pérdidas de potencia activa, estas corresponden a 1,709% de la potencia nominal de la planta.

4.3.1.3 ESCENARIO BASE – 1,05 VPU @PCC – 330 MW @40,8°C

- Punto de Interconexión en 230 kV situado en la Subestación Eléctrica de Maniobras de dicha planta a aproximadamente 3 km de la Subestación Elevadora 230/34,5 kV situada en la propia planta fotovoltaica.
- Temperatura de trabajo del inversor **40,8°C**.
- Tensión en el Punto de Interconexión, **1,05 p.u. (241,5 kV)**.
- La planta se compone de quince (15) feeders o circuitos de Media Tensión, siete (7) de ellos exportando hasta 27,496 MVA, y ocho (8) exportando hasta 20,622 MVA.
- Ciento cuatro (104) inversores SUNGROW SG3125-30 HV, cincuenta y dos (52) bloques de dos (2) inversores cada uno. Potencia nominal de cada inversor 3,437 MVA@40,8°C. Potencia total instalada 357,448 MVA@40,8°C.
- El tap de los transformadores de AT/MT de la Subestación Eléctrica de la planta fotovoltaica se encuentra en la posición: **-6**
- El tap de los transformadores de MT/BT de los bloques de potencia se encuentra en la posición: **0**
- Máxima capacidad de exportación en el Punto de Interconexión en 230 kV: **330 MWac**.
- Requerimientos de potencia reactiva en el POI, **+/- 108,466 MVar@300MWac**

En la siguiente imagen se puede verificar el cumplimiento de la planta fotovoltaica (en rojo) con todos los requisitos exigidos por el código de red de México (en azul) para las consideraciones planteadas anteriormente:

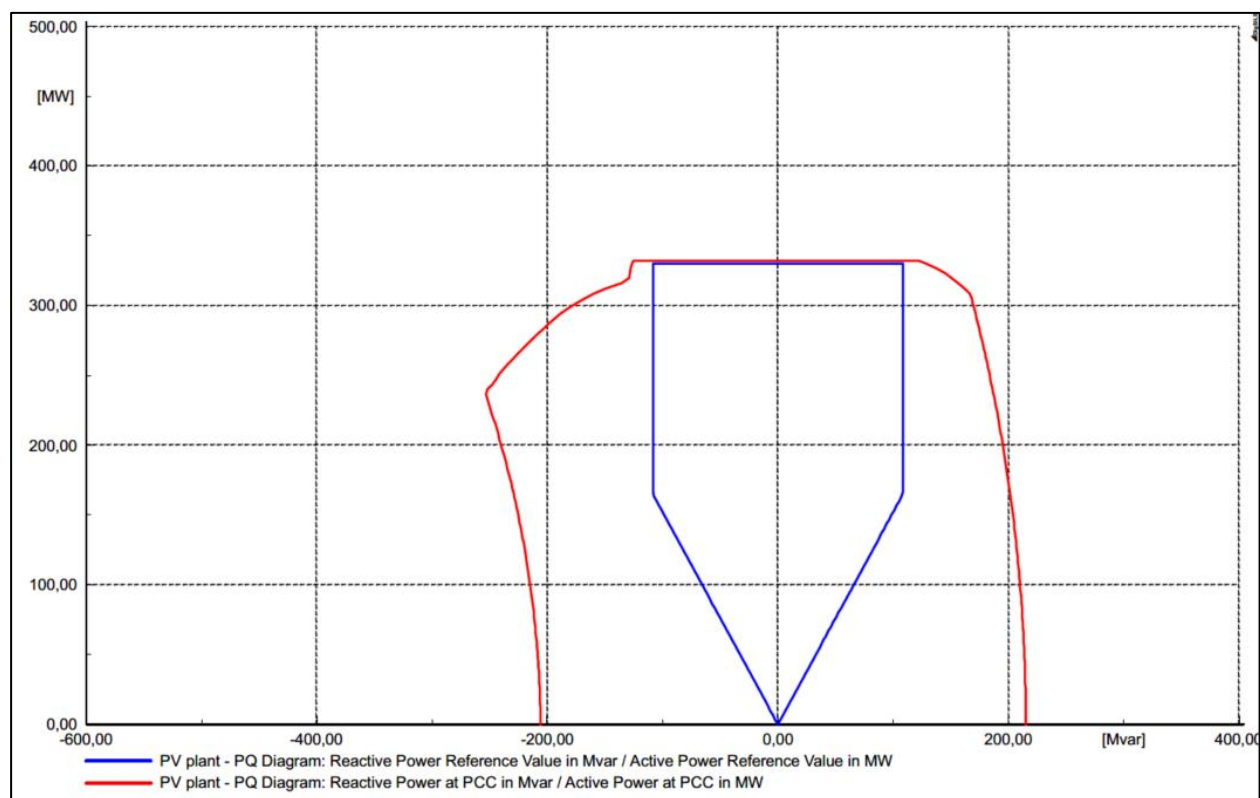


Figura 4-26. Curva PQ, 241,5 kV @POI @1,05pu

A continuación, se muestra el resumen de resultados para el flujo de cargas en el mismo escenario:

Grid: LA_PIMIENTA_GRID		System Stage: LA_PIMIENTA_GRI		Study Case: Study Case		Annex: / 1	

Grid: LA_PIMIENTA_GRID		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	167	No. of Terminals	0	No. of Lines	60
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	52	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	0	No. of Shunts/Filters	0	No. of SVS	0		

Generation	=	335,50 MW	176,48 Mvar	379,09 MVA			
External Infeed	=	-330,00 MW	-108,47 Mvar	347,37 MVA			
Inter Grid Flow	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Load P(U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Load P(Un)	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Load P(Un-U)	=	0,00 MW	0,00 Mvar				
Motor Load	=	0,00 MW	0,00 Mvar	0,00 MVA			
Grid Losses	=	5,50 MW	68,02 Mvar				
Line Charging	=		-6,97 Mvar				
Compensation ind.	=		0,00 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				

Installed Capacity	=	325,00 MW					
Spinning Reserve	=	0,00 MW					

Total Power Factor:							
Generation	=	0,89 [-]					
Load/Motor	=	0,00 / 0,00 [-]					

Figura 4-27. Resumen resultados flujo de cargas 241,5 kV @POI @1,05 p.u.

En este escenario, las máximas pérdidas en el parque solar fotovoltaico son de 5,5 MW y 68,02 MVar.

Teniendo en cuenta las pérdidas de potencia activa, estas corresponden a 1,667% de la potencia nominal de la planta.

4.3.2 Conclusiones

Con base a las observaciones presentadas en este informe, se obtienen las siguientes conclusiones:

- El parque solar fotovoltaico tiene la capacidad de generación para la cual fue proyectado (330 MW en el Punto de Interconexión) y puede operar dentro de límites de tensión admisibles, ya que estos pueden ser controlados mediante el uso de cambiadores de TAP del transformador elevador.
- Bajo las consideraciones de este apartado que evalúa la capacidad máxima del parque solar fotovoltaico en condiciones estacionarias de despacho, se puede concluir que el parque solar fotovoltaico cumple con los requerimientos de suministro de potencia activa y la capacidad de suministro e inyección de potencia reactiva establecidos en el código de red (RES/151/2016), dentro de límites aceptables de tensión en todos los puntos de la red, por lo cual no es necesaria la implementación de elementos o estrategias adicionales para la compensación de potencia reactiva.

A continuación, se muestra una tabla resumen, donde se pueden verificar las conclusiones de este último punto (de acuerdo con los flujos de cargas a máxima potencia mostrados en el Anexo I de este documento):

Tabla 4-4. Resumen de resultados Curva PQ.

Caso	Tensión POI (pu)	Potencia Activa POI (MW)	Factor de Potencia POI	Tensión máxima en bornas de inversores (pu)	Tensión máxima en MT del parque fotovoltaico (pu)
1	0,95	330	0,95 Cap	1,0	1,04
2	0,95	330	0,95 Ind	0,95	0,95
3	1,00	330	0,95 Cap	1,09	1,04
4	1,00	330	0,95 Ind	0,95	0,95
5	1,05	330	0,95 Cap	1,09	1,04
6	1,05	330	0,95 Ind	0,96	0,96

4.4 Estudio de Armónicos

A partir del modelo desarrollado en DIgSILENT, y teniendo en cuenta la información del espectro armónico suministrado por el fabricante de los inversores, se calcula la distorsión armónica en tensión producida por la planta solar fotovoltaica en el POI, tomando hasta el armónico de orden 50. El cálculo incluye la distorsión armónica individual y la total. Finalmente, con base en los resultados se determina la necesidad o negativa de uso de filtros de armónicos.

En el análisis se considera el siguiente caso:

- Potencia en el POI del 100% Con Espectro Armónico del Inversor al 100%

En caso, se considera el parque solar entregando toda la potencia activa (330 MW) en cuyo caso los inversores están suministrando un 80% de su potencia máxima, sin embargo; para efectos de este estudio se utilizarán los datos de distorsión armónica más críticos y cercanos, siendo estos los del espectro armónico del 100% y de esta manera garantizar la obtención de los valores más desfavorables.

Los cálculos se basan principalmente en la metodología IEC 61000 – 6 y los análisis se orientan al cumplimiento de los valores requeridos por el Código de Red.

4.4.1 Límites admisibles

Los límites de distorsión armónica individual, considerando hasta el armónico de orden 50, deberán ser

menores o iguales a los valores definidos por el CENACE para una central de tipo D y que se resumen en la siguiente imagen:

Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)	Orden de la armónica	Nivel de armónica (% de la Tensión fundamental)
3	2.00	2	1.40
5	2.00	4	0.80
7	2.00	6	0.40
9	1.00	8	0.40
11	1.50	10	0.35
13	1.50	12	0.32
15	0.30	14	0.30
17	1.20	16	0.28
19	1.07	18	0.27
21	0.20	20	0.26
23	0.89	22	0.25
25	0.82	24	0.24
27	0.20	26	0.23
29	0.70	28	0.23
31	0.66	30	0.22
33	0.20	32	0.22
35	0.58	34	0.22
37	0.55	36	0.21
39	0.20	38	0.21
41	0.50	40	0.21
43	0.47	42	0.21
45	0.20	44	0.20
47	0.43	46	0.20
49	0.42	48	0.20
		50	0.20

Figura 4-28. Valores de distorsión armónica total individual máximos admisibles, extraídos del Código de Red de México.

4.4.2 Resultados

En este subapartado, se muestra el resumen de resultados extraídos del software, donde se puede apreciar en continuo los valores obtenidos, mientras que en discontinuo los máximos admisibles por Código de Red [5]:

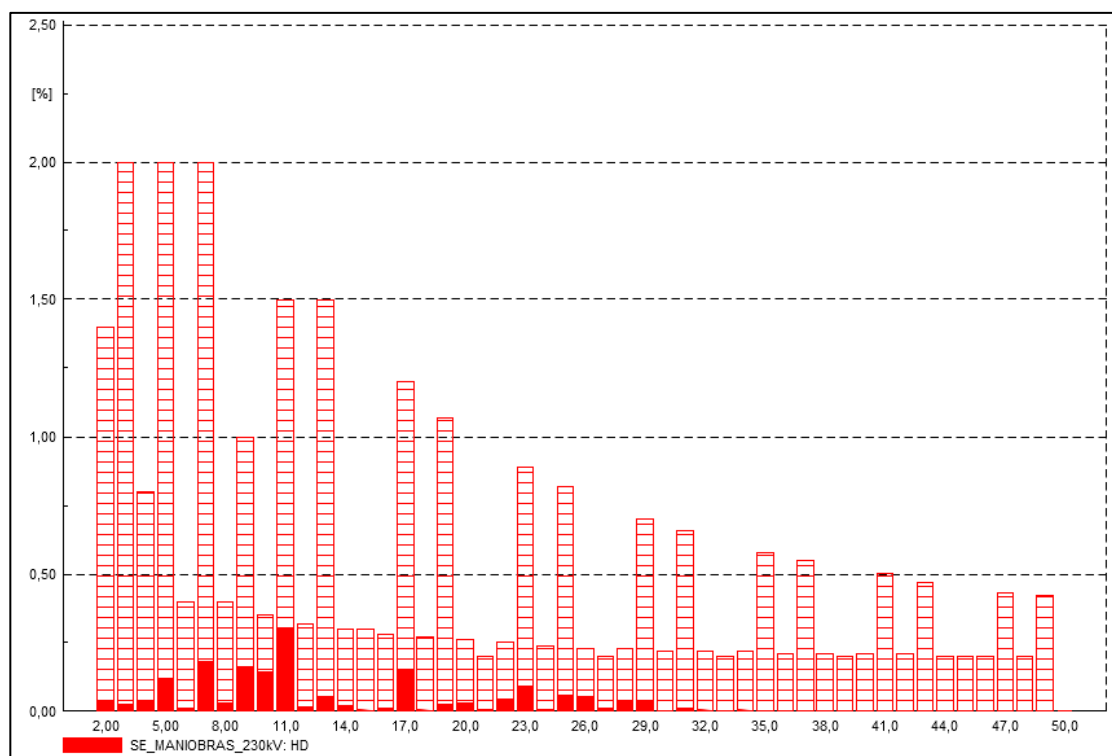


Figura 4-29. Resumen de resultados de distorsión armónica en el POI – 230 kV.

Como se puede comprobar en la siguiente imagen, **NO** será necesario un filtro de armónicos para la planta fotovoltaica, ya que todos los niveles de distorsión armónica individuales se encuentran por debajo de los indicados en el apartado 4.4.1, y la distorsión armónica total es de 0,482 %, que se encuentra por debajo del 3% normativo.

Con base a las observaciones presentadas en este subapartado, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Debido a que la magnitud de la distorsión armónica individual de tensión es mucho menor que los valores exigidos por el Código de red desde 120 Hz hasta 3000 Hz, se encuentra en valores donde el espectro de distorsión armónica tiene magnitudes muy pequeñas, no es necesario implementar un filtro de corrientes armónicas para el parque solar fotovoltaico.
- De acuerdo con los resultados de este estudio, el peor caso se presenta haciendo el uso del espectro de corrientes armónicas al 100% de la potencia del inversor, lo cual permite obtener los resultados más desfavorables que pudieran presentarse y por ende reforzar el hecho de que no se necesita filtrado de armónicos en el proyecto.

Para más información, se podrá consultar en los Anexos, donde se encuentran todos los reportes de los distintos softwares usados en este informe.

5 ESTUDIO DE PUESTA A TIERRA – ETAP

En este apartado se va a realizar el estudio de puesta a tierra de la planta fotovoltaica en cuestión, para ello se va a usar el software de sistemas eléctrico ETAP, concretamente su módulo de puesta a tierra, asegurando que el diseño de la malla de puesta a tierra es válida y cumple con la normativa vigente, asegurando de tal forma su seguridad para las personas.

A modo de resumen, los principales objetivos de este apartado son los siguientes:

- Verificar que los niveles de tensión de paso y de contacto que puedan surgir en la planta no excedan los niveles máximos permitidos.
- Determinar la sección de la malla de tierra enterrada y de los conductores de puesta a tierra desde los puntos de conexión a la malla hasta los equipos o elementos que requieran conexión a tierra.

La normativa que se usará como referencia para este es la normativa internacional **IEEE 80-2013 [6]**: Guía IEEE en la puesta a tierra de subestaciones de CA (la cual, aunque sea una normativa para subestaciones, es la usada como referencia para plantas fotovoltaicas).

A continuación, se enumerarán todos los subapartados donde se analizará cada componente de la puesta a tierra, así como la verificación del correcto dimensionamiento de esta.

5.1 Premisas de cálculo

5.1.1 Intensidad de fallos

Para dimensionar la malla de puesta a tierra, lo primero es definir la intensidad de cortocircuito y el tiempo que durará dicho cortocircuito:

- Corriente máxima de fallo de línea a tierra: 10,093 kA
Dicho valor se obtiene del valor del estudio de cortocircuito de la planta fotovoltaica, siendo el valor del cortocircuito monofásico a tierra en la subestación el máximo obtenido.
- Tiempo de eliminación de fallos:
El tiempo máximo para eliminar un fallo de cortocircuito fase a tierra en el sistema considerado es de 0,5 s.

5.1.2 Datos del conductor

Para el electrodo de tierra enterrado, se ha considerado un tipo de conductor de cobre duro comercial. De acuerdo con la norma IEEE Std. 80-2013 [6], este tipo de conductor tiene los siguientes parámetros:

Tabla 5–1. Coeficientes normativos para el cobre duro comercial.

Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia	$3,81 \times 10^{-3}$ (a 20°C)
Resistividad del conductor a la temperatura de referencia	1,78 $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ (a 20 °C)
Factor de capacidad térmica	3,42 J/(cm ³ *°C)
Temperatura de fusión del conductor	1084 °C

Para las picas de puesta a tierra, se considerarán como características técnicas mínimas:

- Electrodo de acero bañado con 100 micras de cobre
- Dimensiones:
 - Longitud: 2000 mm
 - Diámetro: 16 mm



Figura 5-1. Picas de puesta a tierra tipo.

Habr4 4 picas de puesta a tierra por Centro de Transformaci3n (una en cada esquina del anillo de tierras que abarca a cada Centro de Transformaci3n).

5.1.3 Consideraciones

Las siguientes consideraciones han sido tenidas en cuenta para garantizar el c4lculo correcto del sistema de puesta a tierra:

- El estudio ha sido realizado con el software ETAP 19.5.0.
- La secci3n de la red de puesta utilizada es de 50 mm² de cobre desnudo.
- Para el c4lculo de la malla de puesta a tierra se han considerado 80 cm por debajo del nivel del suelo.
- Tiempo m4ximo de eliminaci3n de fallo: 0,5 s.

5.2 Cálculo

El método de cálculo utilizado en este documento está de acuerdo con los requisitos y el método de cálculo descritos en IEEE Std. 80-2013 [6]. Además, los resultados han sido validados por el método de elementos finitos (FEM), que se ha realizado con el módulo del sistema de red de tierras del software ETAP, versión 19.5.0 de Operation Technology, Inc.

5.2.1 Cálculo del modelo de terreno

El cálculo del modelo de suelo ha sido realizado analizando los datos del estudio geotécnico realizado para la planta fotovoltaica. El modelo se ha obtenido a partir de la resistividad equivalente de la toma más desfavorable (en cuanto a resistividad eléctrica):

Tabla 34. Resultados del cálculo de la resistividad equivalente para los primeros 10 metros

Sondeo	RHO equivalente
RE-01	8.78
RE-02	12.87
RE-03	14.39
RE-04	13.42
RE-05	10.92
RE-06	13.32
RE-07	6.51
RE-08	7.96
RE-09	10.50
RE-10	15.47
RE-11	18.47
RE-12	18.25
RE-13	8.41
RE-14	23.03
RE-15	14.22

Figura 5-2. Ejemplo de extracción y resultados obtenidos en estudio geotécnico

De este modo los resultados obtenidos, y por tanto usados en el modelo de ETAP, son los siguientes:

Tabla 5–2. Capas de suelo que se usarán en la simulación del estudio de tierras en el software ETAP.

Resistividad de la capa [$\Omega \cdot m$]	Profundidad de la capa [m]
23,03	Infinita

5.2.2 Cálculo de la sección del conductor

Para el cálculo de la sección de los conductores se han considerado las peores situaciones para la red de tierra enterrada durante una falla de línea a tierra.

La sección transversal mínima del conductor de tierra enterrado se ha calculado de acuerdo con la siguiente ecuación detallada en la norma IEEE 80-2013 [6]:

$$A = \frac{I_f * \sqrt{T_c * \alpha_r * \rho_r * 10^4}}{\sqrt{TCAP * \ln\left(\frac{k_0 + T_m}{k_0 + T_a}\right)}} \quad (5-1)$$

Donde:

- | | |
|------------------|---|
| A | Es el área mínima de la sección transversal del conductor de la red de puesta a tierra (mm ²) |
| I _{k,e} | Es la corriente RMS (kA) usada para el estudio: <ul style="list-style-type: none"> • 10,093 kA. |
| T _m | Es la máxima temperatura (fundición) permitida (°C): <ul style="list-style-type: none"> • 250 °C, ya que habrá uniones mediante conector de compresión (grapapas). |
| T _a | Es la temperatura ambiente máxima del sitio (°C): <ul style="list-style-type: none"> • 40,8°C para el aire. |
| α _r | Es el coeficiente térmico de resistividad (°C ⁻¹): <ul style="list-style-type: none"> • 0,00381 °C⁻¹ |
| ρ _r | Es la resistividad del conductor de tierra (μΩ.cm): <ul style="list-style-type: none"> • 1,78 μΩ.cm |
| K ₀ | Es 1/α _r a 20 °C <ul style="list-style-type: none"> • 242 |
| T _c | Es la duración del fallo (s): <ul style="list-style-type: none"> • 0,5s |
| TCAP | Es la capacidad térmica del conductor por unidad de volumen (J / (cm ³ · °C)): <ul style="list-style-type: none"> • 3,42 J/(cm³·°C) |

De acuerdo con esta ecuación, la sección transversal mínima del conductor de tierra enterrado para la malla de puesta a tierra debe ser **42,8 mm²**.

5.2.3 Máximas tensiones de paso y contacto

Las tensiones máximas permisibles de paso y contacto están determinadas por las ecuaciones dadas en IEEE Std 80-2013 - sección 8.4 [6]. El parámetro de tiempo de eliminación de fallo corresponde al tiempo máximo de eliminación de fallo de fase a tierra. Las tensiones de paso y contacto limitadas para un peso corporal de 70 kg son suficientes para garantizar la seguridad siguiendo las recomendaciones de IEEE Std 80-2013:

- Máxima tensión de contacto permisible:

$$E_{Touch,70} = (1000 + 1,5 * C_S * \rho_S) * \frac{0,157}{\sqrt{t_S}} \quad (5-2)$$

- Máxima tensión de paso permisible:

$$E_{Step,70} = (1000 + 6 * C_S * \rho_S) * \frac{0,157}{\sqrt{t_S}} \quad (5-3)$$

Donde:

- C_S Es el factor de reducción de la capa superficial.
- ρ_S Es la resistividad de la capa superficial: 23,03 $\Omega.m$
- t_S Es el tiempo de eliminación de fallo: 0,5 s

Para calcular C_S :

$$C_S = 1 - \frac{0,09 * (1 - \frac{\rho}{\rho_S})}{2 * h_S + 0,09} \quad (5-4)$$

Donde:

- ρ Es la resistividad del suelo ($\Omega.m$): 23,03 $\Omega.m$
- ρ_S Es la resistividad del material de la capa superficial ($\Omega.m$): 23,03 $\Omega.m$
- h_S Es el espesor de la capa superficial (m): 0,1 m
- C_S Resulta 1

Teniendo en cuenta la resistividad de la capa superficial, las tensiones máximas permisibles de contacto y paso son las mostradas en la tabla siguiente (de acuerdo con IEEE 80-2013-tabla 7 [6]):

Tabla 5–3. Tensiones de paso y contacto máximos admisibles obtenidos acorde a la normativa IEEE 80-2013 [6].

Capa	ρ_S (Ωm)	$E_{touch.70}$ (V)	$E_{step.70}$ (V)
Superficial (10 cm)	23,03	229,70	252,71

5.2.4 Cálculo de la malla de tierra

5.2.4.1 Malla enterrada

El área de cálculo considerada para el sistema de puesta a tierra se muestra en la siguiente figura:



Figura 5-3. Malla de puesta a tierra representada por conductor de cobre enterrado.

La malla de puesta a tierra considerada en la planta tiene las siguientes características:

- Área ocupada por la malla: 6951829,7 m²
- Profundidad de la malla en condiciones normales: 0,8 m
- Resistividad del terreno: De acuerdo a punto 6.1
- Longitud total del conductor de cobre horizontal (L_c): 53295 m

En las siguientes secciones, esta geometría de la red de puesta a tierra será validada.

5.2.4.2 Resistencia a tierra

La resistencia para el electrodo de la malla se puede calcular aproximadamente de acuerdo con la siguiente ecuación detallada en UNE EN 50522 / IEEE 80-2013 -sección 14.2-:

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (5-5)$$

Donde:

R_g	Resistencia de puesta a tierra Ω .
ρ	Resistividad de la capa inferior del suelo: 23,03 Ω .m
L_T	Longitud total de conductor horizontal de la malla (L_T): 53295 m
A	Área ocupada por la malla enterrada: 6951829,7 m ²
h	Profundidad de la malla enterrada: 0,8 m

La fórmula anterior se basa en mallas cuadradas y rectangulares según IEEE 80-2013 [6].

Para mallas con diferentes formas, como en el caso de estudio, se debe usar un cálculo basado en elementos finitos. El resultado obtenido es **0,004 Ω** .

5.2.4.3 Cálculo de la máxima corriente en la malla

La intensidad máxima I_G viene definida por la siguiente ecuación:

$$I_g = D_f * S_f * I_f \quad (5-6)$$

Donde:

I_f	Corriente de fallo de línea a tierra en estudio de cortocircuito de los documentos de referencia: 10,093 kA
S_f	Factor de división de intensidad de fallo: 1 (Valor más desfavorable)
D_f	Factor de reducción para toda la duración del fallo t_f dada en s.

La corriente de red simétrica no es la corriente de red máxima debido a la asimetría en los cortocircuitos, es decir, una compensación de corriente de dc. Esto es considerado por el factor de reducción, que puede calcularse a partir de IEEE Std. 80-2013 (ecuación 84):

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_A}{t_f} * \left(1 - e^{-\frac{2 * t_f}{T_A}} \right)} \quad (5-7)$$

Donde:

D_f	Factor de reducción: resulta 1,0026
t_f	Duración del fallo: 0,5 s
T_A	Constante de desplazamiento de tiempo DC: resulta 0,00265 s

La constante de desplazamiento de tiempo DC se calcula mediante:

$$T_A = \frac{X}{R} * \frac{1}{2\pi f} \quad (5-8)$$

Donde:

X/R	Relación X/R en la ubicación del fallo. (La relación X/R es 1).
f	Frecuencia del sistema: 60 Hz

Según esta ecuación, el valor del factor de reducción D_f se ha considerado **1,0026**. Por lo tanto, la corriente de red máxima (I_G) es de **10,12 kA**.

5.2.4.4 Cálculo del potencial absoluto de la red de tierras (GPR)

La máxima diferencia de potencial que la malla puede alcanzar con relación a un punto de tierra distante, asumiendo que esté al potencial de la tierra remota, es conocido como potencial absoluto de la red de tierras (GPR). Es importante tener en cuenta que esta es una diferencia de potencial máxima y que los potenciales de tierra alrededor de un punto variarán en relación con el punto de fallo.

El máximo GPR es calculado con la siguiente fórmula:

$$GPR = I_G * R_G \quad (5-9)$$

Donde:

GPR	Potencial absoluto de la red de tierras (V)
I_G	Máxima corriente en la red (kA): 10,12 kA
R_G	Resistencia de puesta a tierra (Ω): 0,004 Ω

El valor calculado de GPR resulta **40,48 V**, el cual es menor que la tensión máxima de contacto admisible según la IEEE 80, con lo cual está malla de tierra quedaría validada. Aunque como se trata de una malla de forma irregular se hará el análisis exhaustivo en el software ETAP 19.5.0. para corroborar que la malla tiene unos valores de tensión de paso y contacto menores que los admisibles por la normativa.

5.2.4.5 Cálculo de las tensiones de paso y contacto

De acuerdo con el método de los elementos finitos realizado por el software ETAP la tensión de contacto máxima resulta **29,7 V**, y la tensión de paso máxima **3,5 V**. A continuación se muestran todos los resultados obtenidos en dicho software:

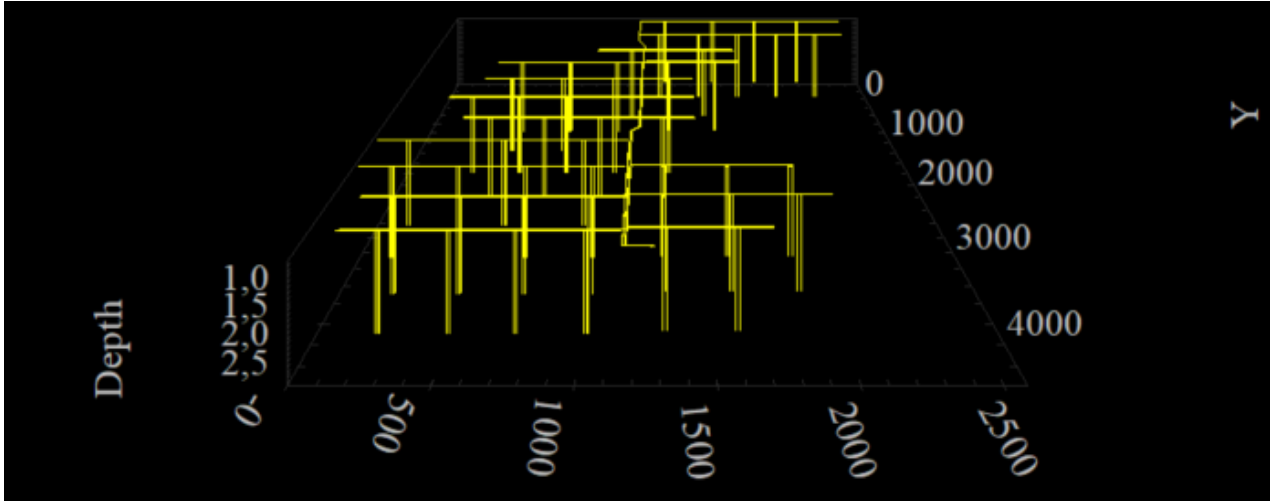


Figura 5-4. Red de tierras de la planta fotovoltaica en ETAP.

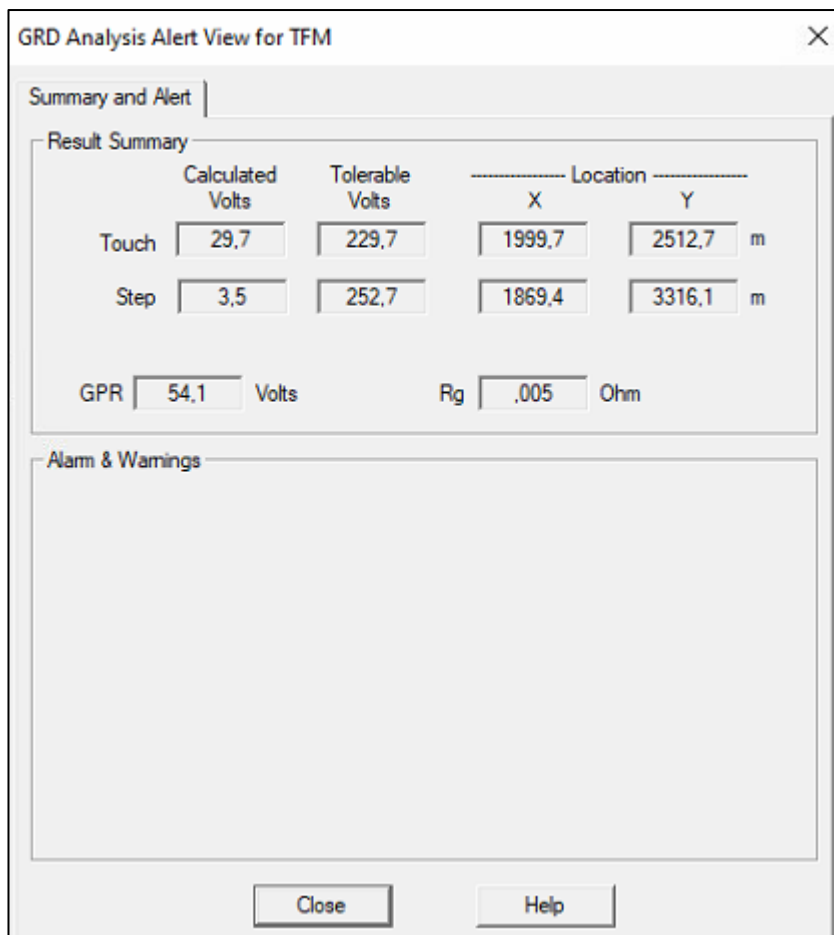


Figura 5-5. Resumen de resultados obtenidos en ETAP

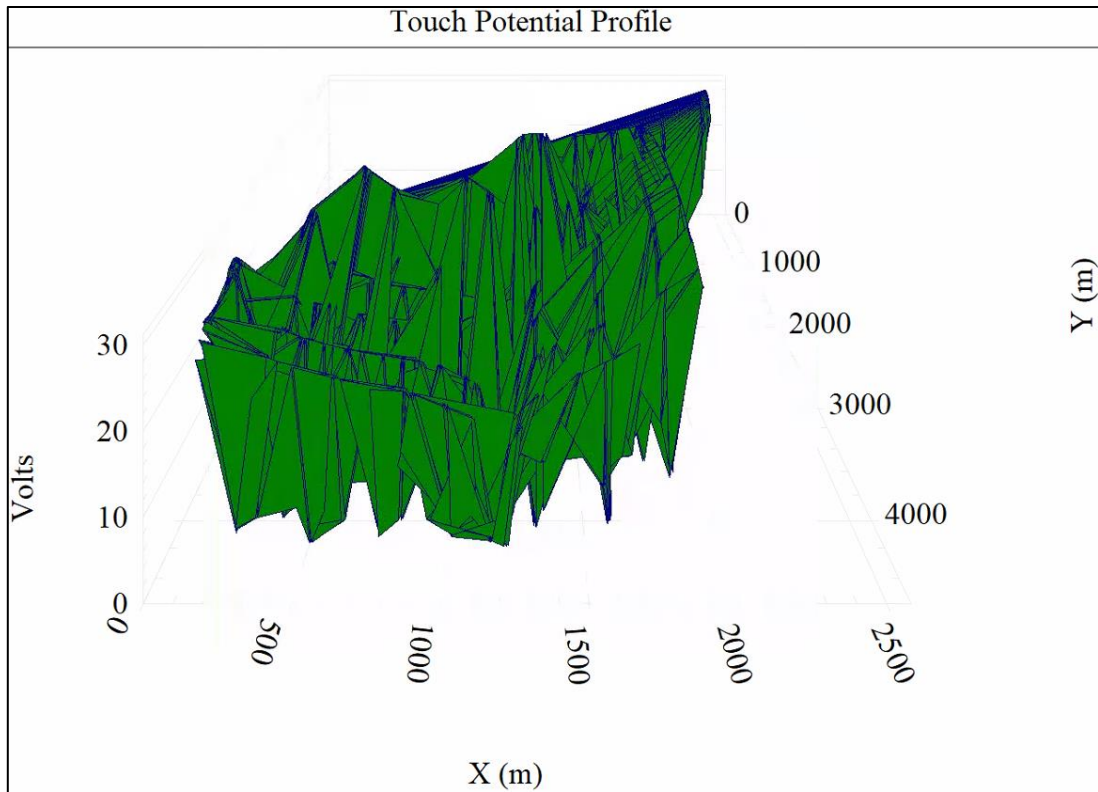


Figura 5-6. Perfil de tensión de contacto representado por ETAP.

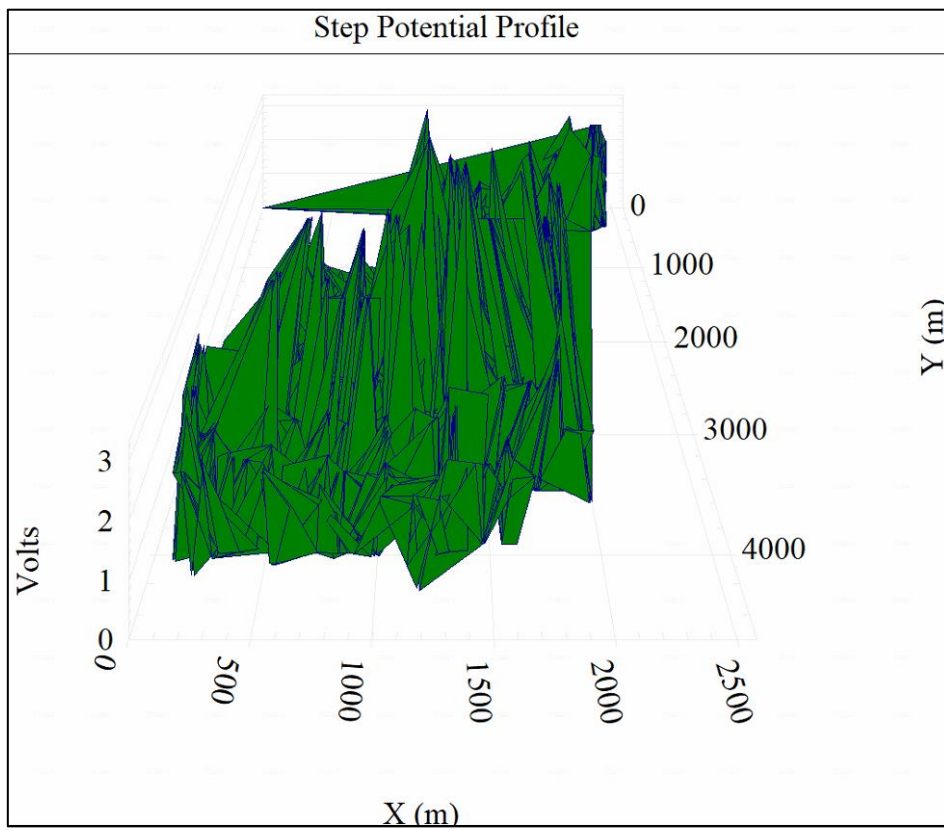


Figura 5-7. Perfil de la tensión de paso representado por ETAP.

Figura 5-8. Caso de Estudio usado para la simulación en ETAP

5.3 Conclusiones

Los principales resultados del cálculo general del sistema de puesta a tierra son los siguientes:

Tabla 5-4. Resumen de resultados obtenidos acorde a la normativa IEEE 80-2013 [6].

Parámetro	Admisible	Actual	Criterio	Aceptable
Tensión de contacto	229.70 V	$E_m=5.2$ V	$E_m < E_{touch70}$	OK
Tensión de paso	252.71 V	$E_s=0.6$ V	$E_s < E_{step70}$	OK

El sistema de puesta a tierra propuesto ha sido validado para la seguridad de las personas contra descargas eléctricas, ya que las tensiones de paso y contacto en la planta están por debajo de los límites máximos permisibles.

Además, las secciones transversales (Cobre desnudo, 50 mm²) calculadas son adecuadas para las corrientes de cortocircuito máximas que circularán a través de la red de acuerdo con los valores máximos de cortocircuito.

Estos resultados son válidos para las consideraciones utilizadas en el estudio incluido en este documento.

Para más información, se podrá consultar en los Anexos, donde se encuentran todos los reportes de los distintos softwares usados en este informe.

6 ANEXOS

ANEXO I – REPORTES PV_{SYST}

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :

Sitio geográfico	Municipio de Carmen	País	Mexico
Ubicación	Latitud	18.04° N	Longitud -91.72° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-6	Altitud 8 m
	Albedo	0.20	
Datos meteorológicos:	Municipio de Carmen	SolarGISv2.1.31 - TMY	

Variante de simulación : COD

Fecha de simulación 23/04/21 09h08

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-50°	Fi máximo	50°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de helióstatos	11850	juntos en cobertizo idénticos	
Ángulo límite del retroceso	Separación helióstatos	4.80 m	Ancho receptor	2.04 m
	Límites de fi	64.7°	ocupación del suelo (GCR) 42.5 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Importado
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			
Limitación de potencia de red	Active Power	330 MW	Relación Pnom	1.347
Factor de potencia	Cos(phi)	0.950 leading	Phi	18.2°

Características de los conjuntos FV (6 Tipo de conjunto definido)

Sub-conjunto "LONGI 445"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	2100 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	63000	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	28035 kWp	En cond. de funciona.	25796 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1112 V	I mpp	23207 A
Sub-conjunto "LONGI 450"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	6114 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	183420	Pnom unitaria	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	82539 kWp	En cond. de funciona.	75957 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1117 V	I mpp	68027 A
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Si-mono	Modelo	CHSM72M-HC-410W		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	1872 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	56160	Pnom unitaria	410 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	23026 kWp	En cond. de funciona.	21004 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1132 V	I mpp	18559 A

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "ASTRONERGY 415" Si-mono		Modelo	CHSM72M-HC-415W	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 10758 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	322740	Pnom unitaria 415 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	133937 kWp	En cond. de funciona. 122207 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1138 V	I mpp 107365 A
Sub-conjunto "SUNTECH 445" Si-mono		Modelo	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 3978 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	119340	Pnom unitaria 445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	53106 kWp	En cond. de funciona. 48529 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1105 V	I mpp 43902 A
Sub-conjunto "SUNTECH 450" Si-mono		Modelo	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 9180 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	275400	Pnom unitaria 450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	123930 kWp	En cond. de funciona. 113174 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1110 V	I mpp 101936 A
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	444573 kWp	Total 1020060 módulos
		Superficie módulos	2160994 m²	Superficie célula 1894806 m²
Inversor		Modelo	SG3125HV-30	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Sungrow	
Características		Voltaje de funcionam.	875-1300 V	Pnom unitaria 3125 kVA
				Potencia máx. (=>45°C) 3437 kVA
Sub-conjunto "LONGI 445"	Núm. de inversores	7 unidades	Potencia total	21875 kVA
			Relación Pnom	1.28
Sub-conjunto "LONGI 450"	Núm. de inversores	19 unidades	Potencia total	59375 kVA
			Relación Pnom	1.39
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Núm. de inversores	6 unidades	Potencia total	18750 kVA
			Relación Pnom	1.23
Sub-conjunto "ASTRONERGY 415"	Núm. de inversores	32 unidades	Potencia total	100000 kVA
			Relación Pnom	1.34
Sub-conjunto "SUNTECH 445"	Núm. de inversores	12 unidades	Potencia total	37500 kVA
			Relación Pnom	1.42
Sub-conjunto "SUNTECH 450"	Núm. de inversores	28 unidades	Potencia total	87500 kVA
			Relación Pnom	1.42
Total	Núm. de inversores	104	Potencia total	325000 kVA

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	1.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	0.79 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#2	0.27 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#3	1.0 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#4	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#5	0.42 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#6	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje 0.7 V	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de pérdidas	1.6 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	-0.6 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	0.8 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre transfo e inversor	Voltaje de Red	35 kV		
	Conductores: 3x10000.0 mm ²	7273 m	Fracción de pérdidas	0.5 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	875616 W	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	40.8 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC

Pérdidas auxiliares Proporcional a la potencia 5.0 W/kW.. del umbral de potencia 0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto :

Variante de simulación : COD

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom 445 Wp
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom 450 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-410W	Pnom 410 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-415W	Pnom 415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom 3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

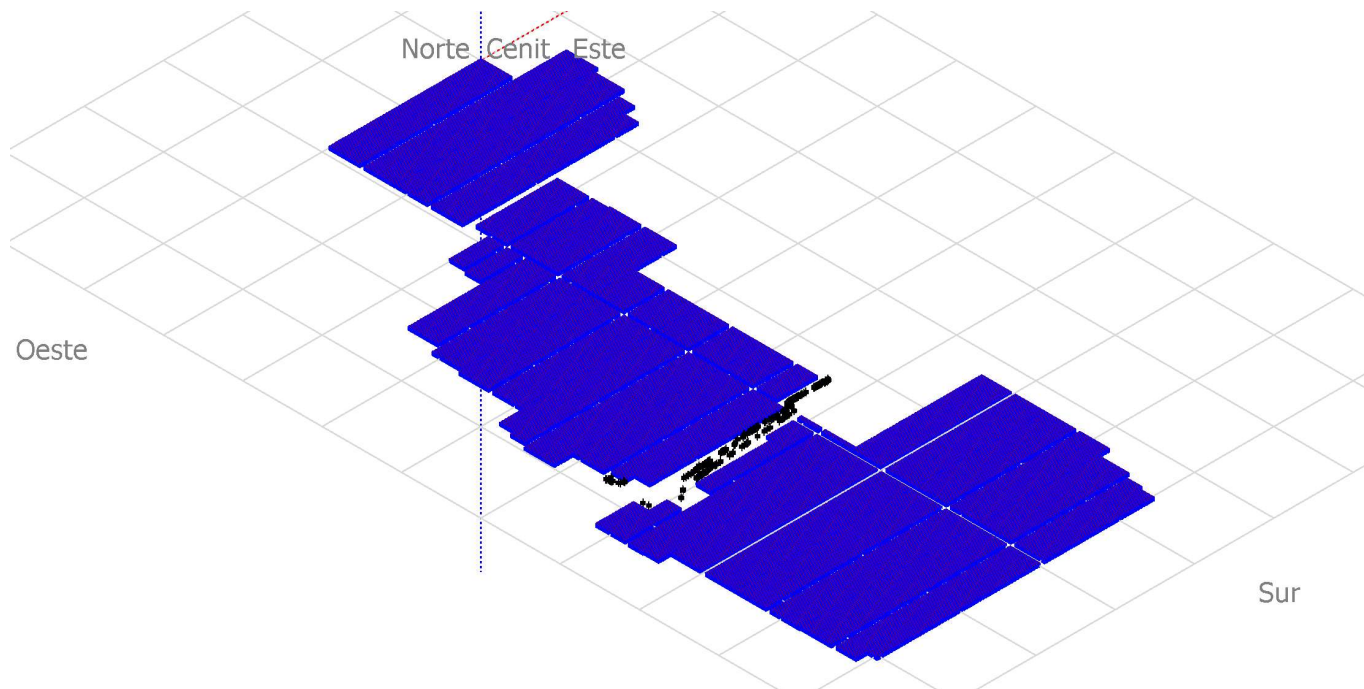
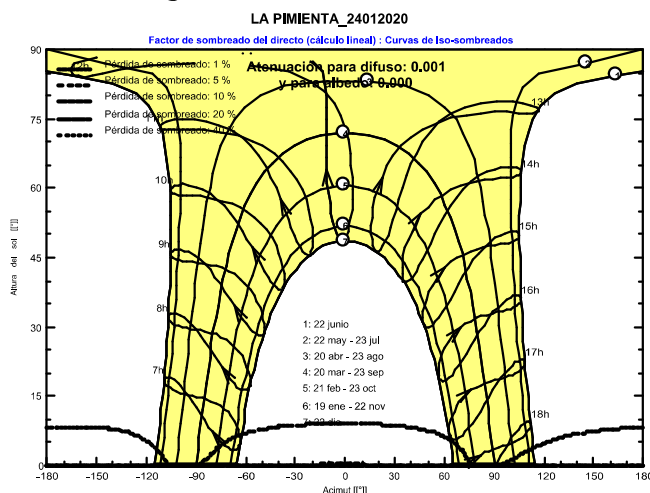


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Variante de simulación : COD

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Sistema de seguimiento, con retroceso**

Sombreados cercanos

Sombreado lineal

Orientación Camposol Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje 0° Acimut eje 0°

Módulos FV LR4-72HPH-445M-小版型 Pnom 445 Wp

Módulos FV LR4-72HPH-450M-小版型 Pnom 450 Wp

Módulos FV CHSM72M-HC-410W Pnom 410 Wp

Módulos FV CHSM72M-HC-415W Pnom 415 Wp

Módulos FV STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095 Pnom 445 Wp

Módulos FV STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095 Pnom 450 Wp

Conjunto FV Núm. de módulos 1020060 Pnom total **444573 kWp**

Inversor Modelo SG3125HV-30 Pnom 3125 kW ac

Paquete de inversores Núm. de unidades 104.0 Pnom total **325000 kW ac**

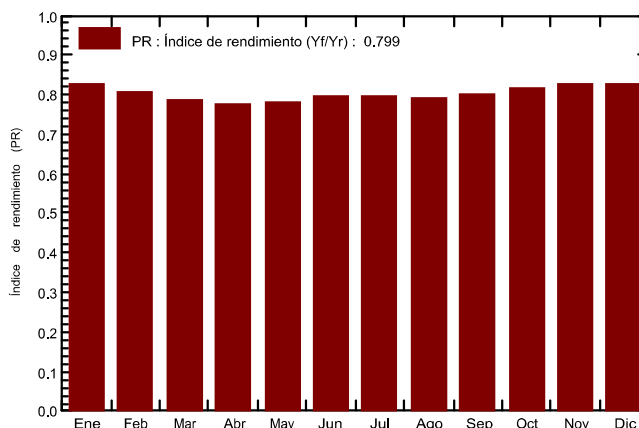
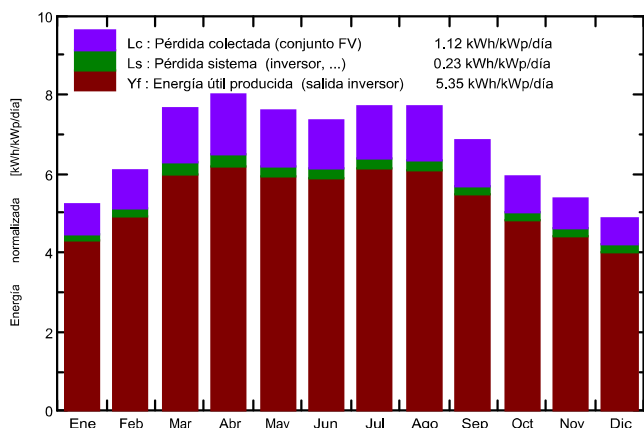
Necesidades del usuario Carga ilimitada (red) Cos(Phi) 0.950 leading

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema **Energía producida 868933 MWh/año** Producción específica 1955 kWh/kWp/año
 Energía aparente 914752 MVAh Índice rend. PR 79.88 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 444573 kWp

Índice de rendimiento (PR)



COD_20210423_330_LayoutIng_Arboles_v4_ModulosNuevosLongi_104Inv
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	128.2	51.15	23.92	161.5	152.9	61859	59270	0.825
Febrero	135.7	52.07	24.81	171.0	162.3	64016	61324	0.807
Marzo	185.9	64.83	27.22	237.8	226.3	86379	82820	0.783
Abril	194.4	73.61	29.04	240.0	228.0	86271	82711	0.775
Mayo	198.6	89.39	31.06	236.1	223.1	85314	81841	0.780
Junio	183.4	77.08	28.19	221.0	209.4	81709	78383	0.798
Julio	197.0	79.31	28.31	239.0	226.7	87960	84373	0.794
Agosto	195.4	73.71	28.44	239.4	227.6	87704	84093	0.790
Septiembre	167.3	67.40	27.14	205.1	194.6	76108	72973	0.800
Octubre	151.2	64.99	26.81	184.2	174.4	69599	66717	0.815
Noviembre	129.3	55.76	24.90	161.0	152.3	61529	58975	0.824
Diciembre	119.1	51.59	24.47	150.7	142.4	57869	55455	0.828
Año	1985.5	800.92	27.04	2446.9	2319.8	906317	868933	0.799

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 T_Amb T amb. E_Grid Energía inyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Índice de rendimiento

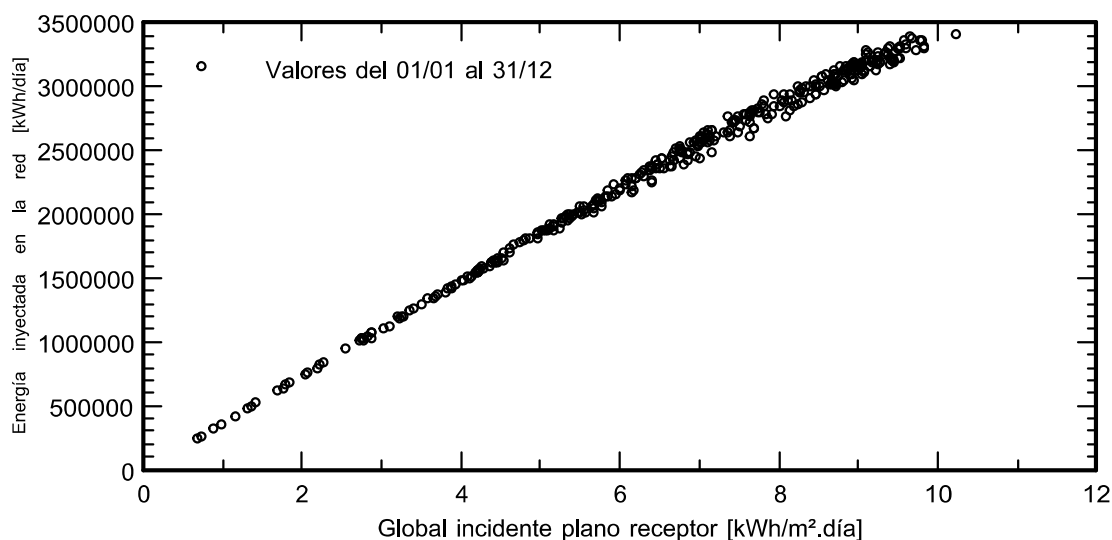
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto :

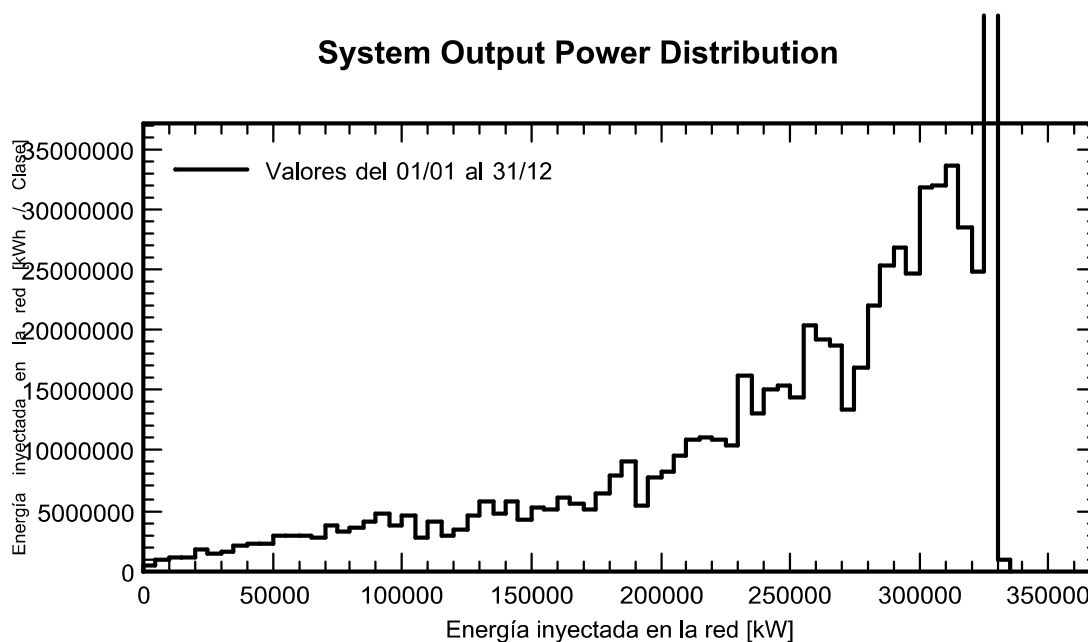
Variante de simulación : COD

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom 3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution



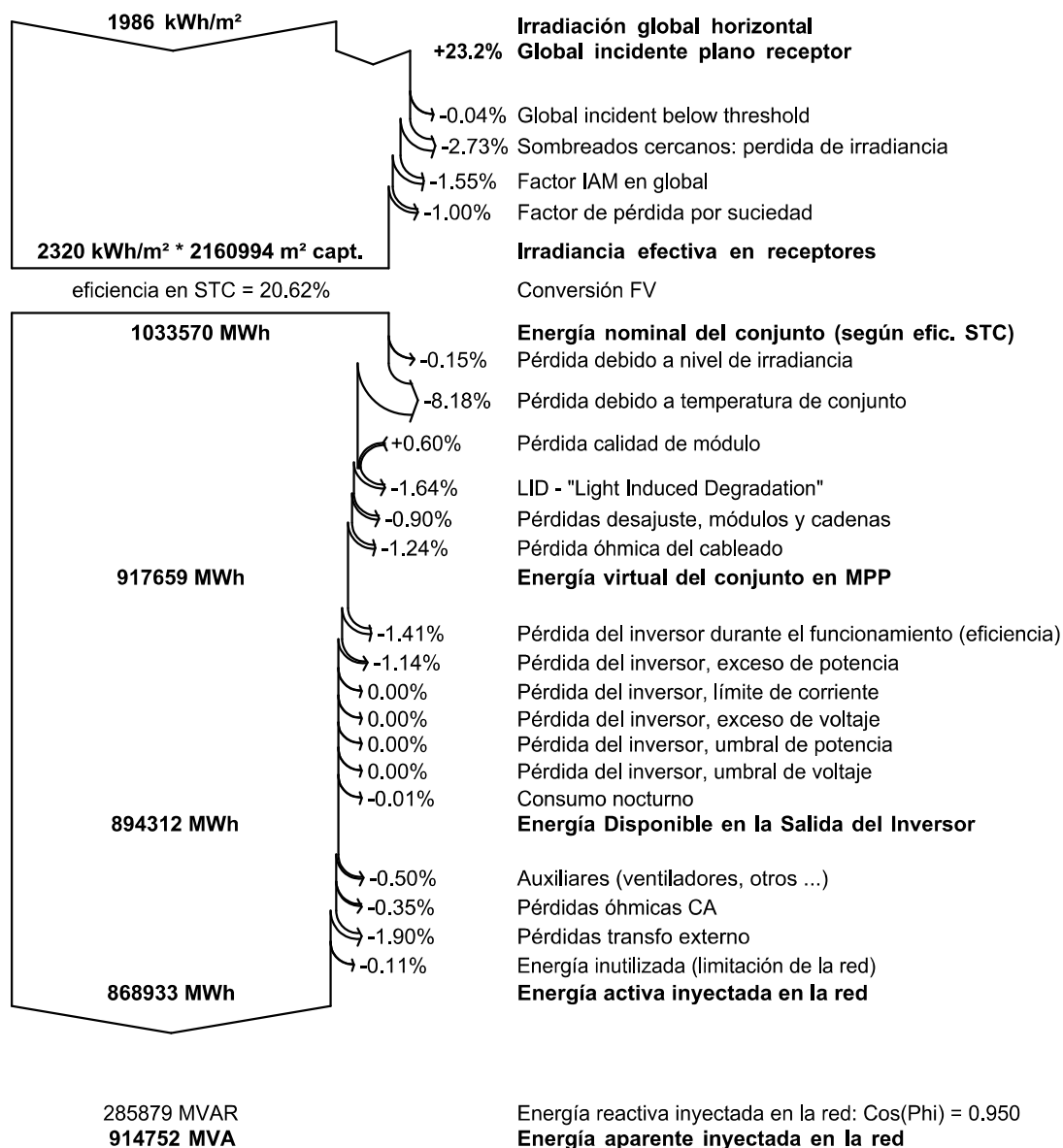
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto :

Variante de simulación : COD

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos		Sombreado lineal		
Orientación Camposol		Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV		LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV		LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV		CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV		CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV		STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV		STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total	444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom	3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total	325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi)	0.950 leading

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :

Sitio geográfico	Municipio de Carmen	País	Mexico
Ubicación	Latitud	18.04° N	Longitud -91.72° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-6	Altitud 8 m
	Albedo	0.20	
Datos meteorológicos:	Municipio de Carmen	SolarGISv2.1.31 - TMY	

Variante de simulación : YEAR1

Fecha de simulación 23/04/21 09h29
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-50°	Fi máximo	50°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de heliostatos	11850	juntos en cobertizo idénticos	
	Separación heliostatos	4.80 m	Ancho receptor	2.04 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	64.7°	ocupación del suelo (GCR) 42.5 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Importado
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			
Limitación de potencia de red	Active Power	330 MW	Relación Pnom	1.347
Factor de potencia	Cos(phi)	0.950 leading	Phi	18.2°

Características de los conjuntos FV (6 Tipo de conjunto definido)

Sub-conjunto "LONGI 445"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	2100 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	63000	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	28035 kWp	En cond. de funciona.	25796 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1112 V	I mpp	23207 A
Sub-conjunto "LONGI 450"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	6114 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	183420	Pnom unitaria	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	82539 kWp	En cond. de funciona.	75957 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1117 V	I mpp	68027 A
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Si-mono	Modelo	CHSM72M-HC-410W		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	1872 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	56160	Pnom unitaria	410 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	23026 kWp	En cond. de funciona.	21004 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1132 V	I mpp	18559 A

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "ASTRONERGY 415" Si-mono		Modelo	CHSM72M-HC-415W	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 10758 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	322740	Pnom unitaria 415 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	133937 kWp	En cond. de funciona. 122207 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1138 V	I mpp 107365 A
Sub-conjunto "SUNTECH 445" Si-mono		Modelo	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 3978 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	119340	Pnom unitaria 445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	53106 kWp	En cond. de funciona. 48529 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1105 V	I mpp 43902 A
Sub-conjunto "SUNTECH 450" Si-mono		Modelo	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 9180 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	275400	Pnom unitaria 450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	123930 kWp	En cond. de funciona. 113174 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1110 V	I mpp 101936 A
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	444573 kWp	Total 1020060 módulos
		Superficie módulos	2160994 m²	Superficie célula 1894806 m ²
Inversor		Modelo	SG3125HV-30	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Sungrow	
Características		Voltaje de funcionam.	875-1300 V	Pnom unitaria 3125 kVA
				Potencia máx. (=>45°C) 3437 kVA
Sub-conjunto "LONGI 445"	Núm. de inversores		7 unidades	Potencia total 21875 kVA
				Relación Pnom 1.28
Sub-conjunto "LONGI 450"	Núm. de inversores		19 unidades	Potencia total 59375 kVA
				Relación Pnom 1.39
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Núm. de inversores		6 unidades	Potencia total 18750 kVA
				Relación Pnom 1.23
Sub-conjunto "ASTRONERGY 415"	Núm. de inversores		32 unidades	Potencia total 100000 kVA
				Relación Pnom 1.34
Sub-conjunto "SUNTECH 445"	Núm. de inversores		12 unidades	Potencia total 37500 kVA
				Relación Pnom 1.42
Sub-conjunto "SUNTECH 450"	Núm. de inversores		28 unidades	Potencia total 87500 kVA
				Relación Pnom 1.42
Total	Núm. de inversores		104	Potencia total 325000 kVA

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto			Fracción de pérdidas	1.5 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m ² K	Uv (viento)	0.0 W/m ² K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	0.79 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#2	0.27 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#3	1.0 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#4	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#5	0.42 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Conjunto#6	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de pérdidas	1.6 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.6 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	0.8 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm.	1	Factor de pérdidas	0.61 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp	0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - bo (1/\cos i - 1)$ Parám. bo 0.05

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre transfo e inversor	Voltaje de Red	35 kV		
	Conductores: 3x10000.0 mm ²	7273 m	Fracción de pérdidas	0.5 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	875616 W	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	40.8 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC

Pérdidas auxiliares Proporcional a la potencia 5.0 W/kW.. del umbral de potencia 0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto :

Variante de simulación : YEAR1

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos Sol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom 445 Wp
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom 450 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-410W	Pnom 410 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-415W	Pnom 415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom 445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom 450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom 3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

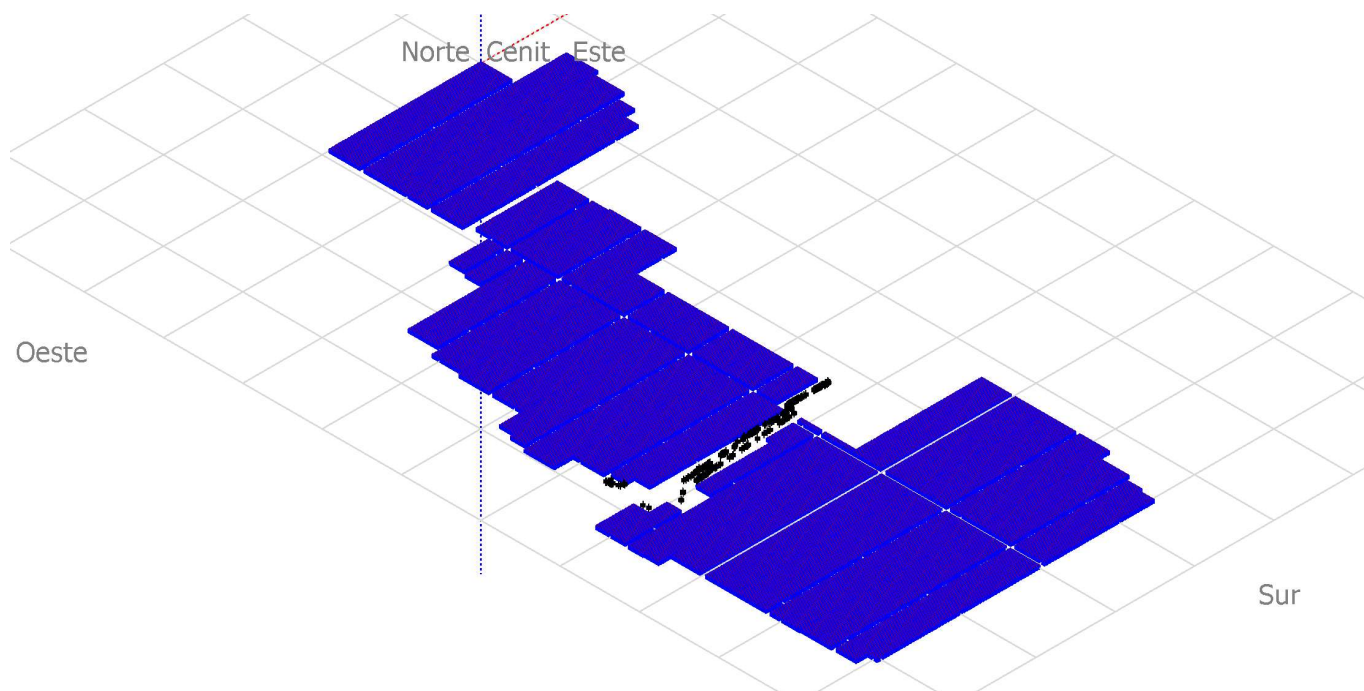
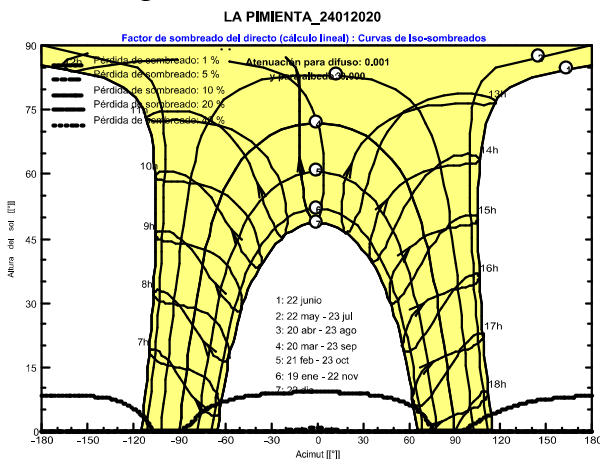


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Variante de simulación : YEAR1

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Sistema de seguimiento, con retroceso**

Sombreados cercanos

Sombreado lineal

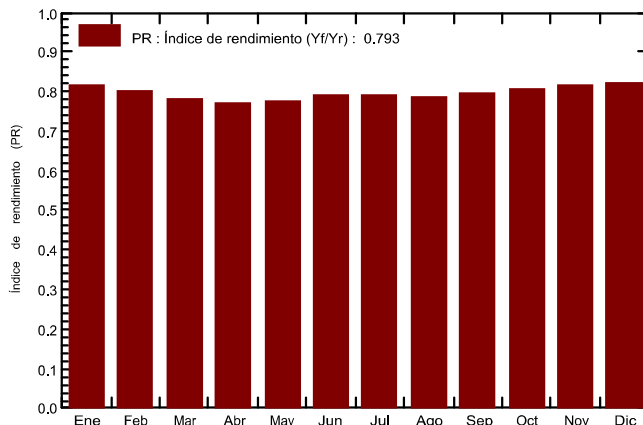
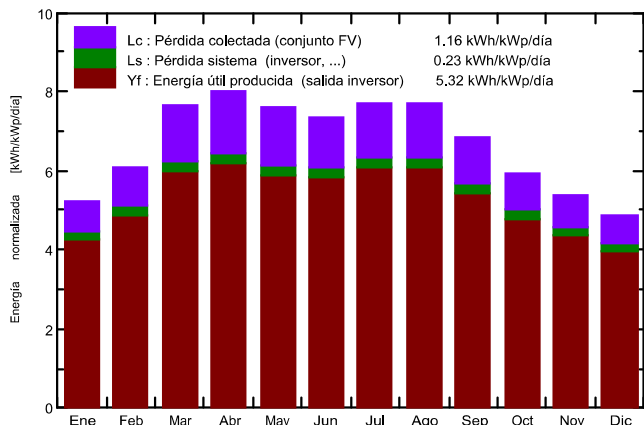
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型		Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型		Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W		Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W		Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total	444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom	3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total	325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi)	0.950 leading

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	862701 MWh/año	Energía produc. específica	1941 kWh/kWp/año
	Energía aparente	908192 MVAh	Índice rend. PR	79.30 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): **Potencia nominal 444573 kWp**

Índice de rendimiento (PR)



YEAR1_20210423_330_LayoutIng_Arboles_v4_ModulosNuevosLongi_104Inv

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	128.2	51.15	23.92	161.5	152.1	61262	58702	0.817
Febrero	135.7	52.07	24.81	171.0	161.4	63571	60901	0.801
Marzo	185.9	64.83	27.22	237.8	225.1	85894	82358	0.779
Abril	194.4	73.61	29.04	240.0	226.8	85817	82279	0.771
Mayo	198.6	89.39	31.06	236.1	222.0	84738	81293	0.774
Junio	183.4	77.08	28.19	221.0	208.3	81122	77823	0.792
Julio	197.0	79.31	28.31	239.0	225.6	87387	83828	0.789
Agosto	195.4	73.71	28.44	239.4	226.4	87189	83604	0.785
Septiembre	167.3	67.40	27.14	205.1	193.6	75584	72474	0.795
Octubre	151.2	64.99	26.81	184.2	173.5	68974	66121	0.807
Noviembre	129.3	55.76	24.90	161.0	151.5	60935	58410	0.816
Diciembre	119.1	51.59	24.47	150.7	141.7	57296	54909	0.820
Año	1985.5	800.92	27.04	2446.9	2308.1	899768	862701	0.793

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 DiffHor Irradiación difusa horizontal EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 T_Amb T amb. E_Grid Energía inyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor PR Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

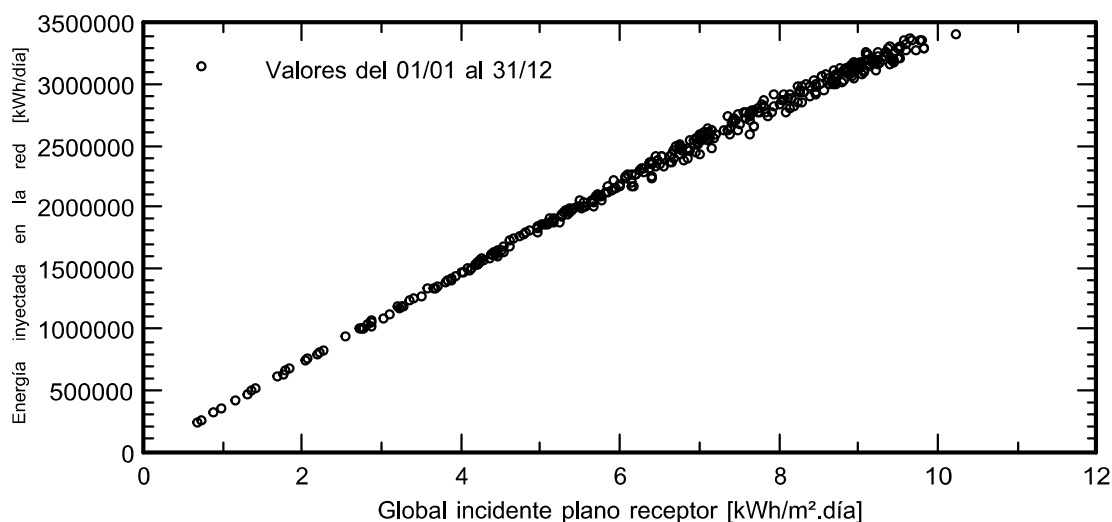
Proyecto :

Variante de simulación : YEAR1

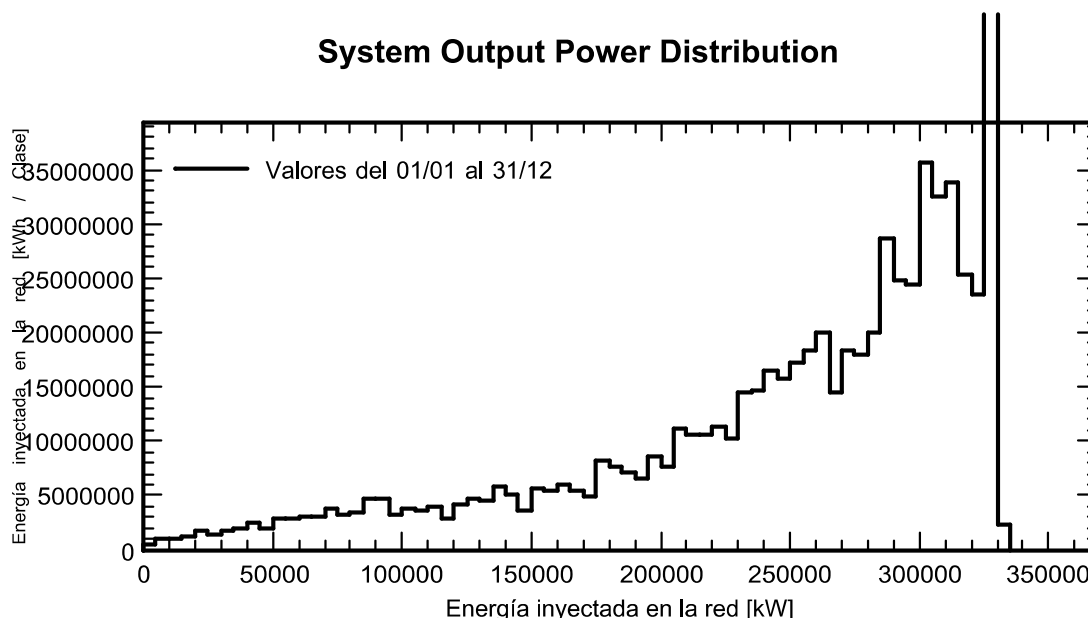
Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso
Sombreados cercanos		Sombreado lineal	
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado,	Inclinación eje	0°
		Acimut eje	0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

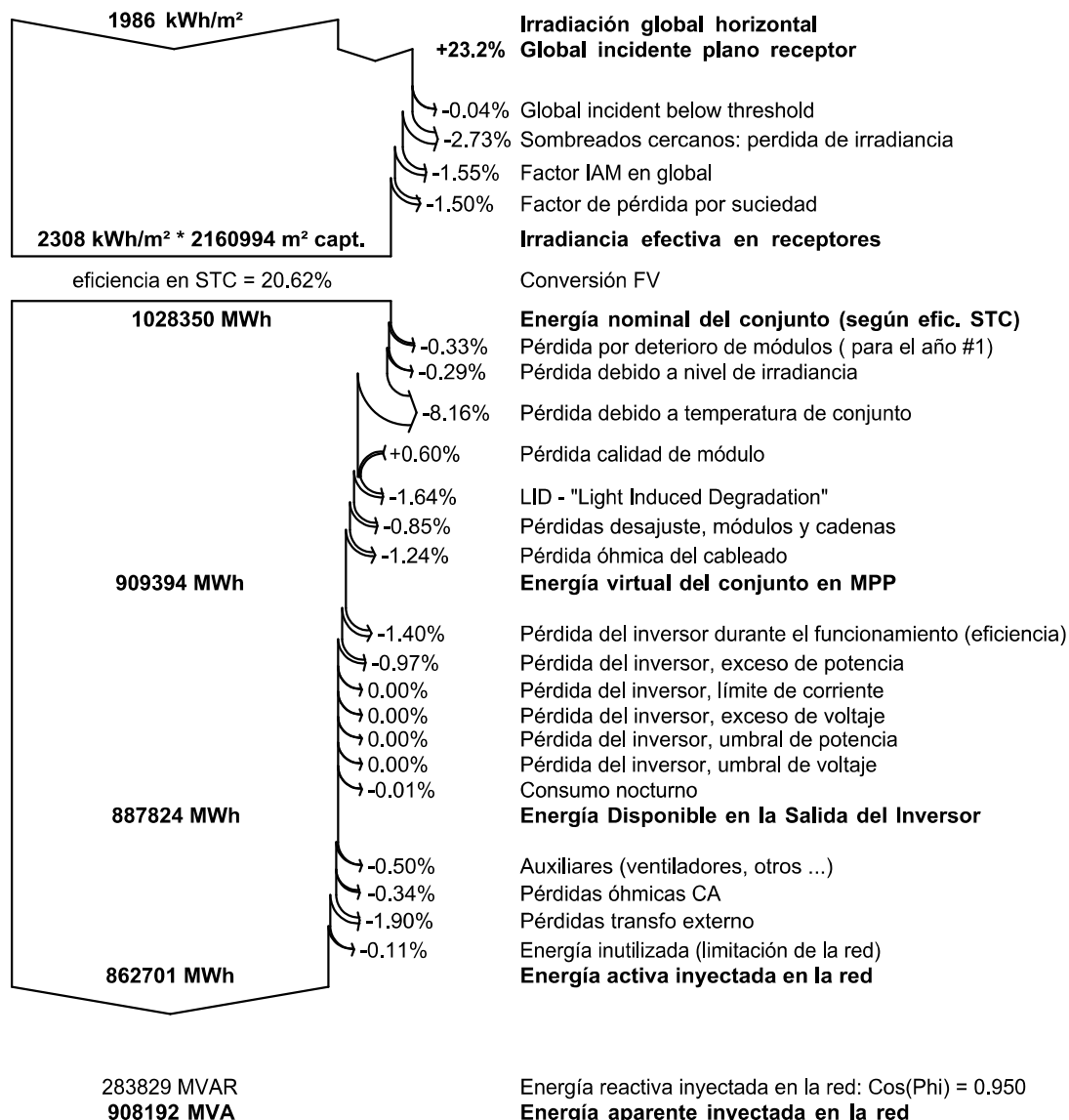
Proyecto :

Variante de simulación : YEAR1

Simulación para la 1.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto :

Sitio geográfico	Municipio de Carmen	País	Mexico	
Ubicación	Latitud	18.04° N	Longitud	-91.72° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT-6	Altitud	8 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Municipio de Carmen	SolarGISv2.1.31 - TMY		

Variante de simulación : YEAR2

Fecha de simulación 23/04/21 10h13
Simulación para la 2.º año de funcionamiento

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso		
Plano de seguimiento, eje inclinado	Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Límites de rotación	Fi mínimo	-50°	Fi máximo	50°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation		
Estrategia "Retroceso"	Núm. de heliostatos	11850	juntos en cobertizo idénticos	
	Separación heliostatos	4.80 m	Ancho receptor	2.04 m
Ángulo límite del retroceso	Límites de fi	64.7°	ocupación del suelo (GCR) 42.5 %	
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Importado
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sombreado lineal			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			
Limitación de potencia de red	Active Power	330 MW	Relación Pnom	1.347
Factor de potencia	Cos(phi)	0.950 leading	Phi	18.2°

Características de los conjuntos FV (6 Tipo de conjunto definido)

Sub-conjunto "LONGI 445"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	2100 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	63000	Pnom unitaria	445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	28035 kWp	En cond. de funciona.	25796 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1112 V	I mpp	23207 A
Sub-conjunto "LONGI 450"	Si-mono	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Longi Solar		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	6114 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	183420	Pnom unitaria	450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	82539 kWp	En cond. de funciona.	75957 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1117 V	I mpp	68027 A
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Si-mono	Modelo	CHSM72M-HC-410W		
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy		
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo	1872 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	56160	Pnom unitaria	410 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	23026 kWp	En cond. de funciona.	21004 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1132 V	I mpp	18559 A

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "ASTRONERGY 415" Si-mono		Modelo	CHSM72M-HC-415W	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Astronergy	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 10758 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	322740	Pnom unitaria 415 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	133937 kWp	En cond. de funciona. 122207 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1138 V	I mpp 107365 A
Sub-conjunto "SUNTECH 445" Si-mono		Modelo	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 3978 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	119340	Pnom unitaria 445 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	53106 kWp	En cond. de funciona. 48529 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1105 V	I mpp 43902 A
Sub-conjunto "SUNTECH 450" Si-mono		Modelo	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Suntech	
Número de módulos FV		En serie	30 módulos	En paralelo 9180 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	275400	Pnom unitaria 450 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	123930 kWp	En cond. de funciona. 113174 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	1110 V	I mpp 101936 A
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	444573 kWp	Total 1020060 módulos
		Superficie módulos	2160994 m²	Superficie célula 1894806 m²
Inversor		Modelo	SG3125HV-30	
Parámetros definidos por el usuario		Fabricante	Sungrow	
Características		Voltaje de funcionam.	875-1300 V	Pnom unitaria 3125 kVA
				Potencia máx. (=>45°C) 3437 kVA
Sub-conjunto "LONGI 445"	Núm. de inversores	7 unidades	Potencia total	21875 kVA
			Relación Pnom	1.28
Sub-conjunto "LONGI 450"	Núm. de inversores	19 unidades	Potencia total	59375 kVA
			Relación Pnom	1.39
Sub-conjunto "ASTRONERGY 410"	Núm. de inversores	6 unidades	Potencia total	18750 kVA
			Relación Pnom	1.23
Sub-conjunto "ASTRONERGY 415"	Núm. de inversores	32 unidades	Potencia total	100000 kVA
			Relación Pnom	1.34
Sub-conjunto "SUNTECH 445"	Núm. de inversores	12 unidades	Potencia total	37500 kVA
			Relación Pnom	1.42
Sub-conjunto "SUNTECH 450"	Núm. de inversores	28 unidades	Potencia total	87500 kVA
			Relación Pnom	1.42
Total	Núm. de inversores	104	Potencia total	325000 kVA

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	1.5 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Conjunto#1	0.79 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#2	0.27 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#3	1.0 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#4	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#5	0.42 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Conjunto#6	0.18 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
	Global		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de voltaje 0.7 V	Fracción de pérdidas	0.1 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"		Fracción de pérdidas	1.6 %
Pérdida Calidad Módulo		Fracción de pérdidas	-0.6 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos		Fracción de pérdidas	0.8 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas		Fracción de pérdidas	0.10 %
Deterioro promedio de los módulos	Año núm. 2	Factor de pérdidas	0.61 %/año
Desajuste debido al deterioro	Dispersión RMS sobre Imp 0.4 %/año	Dispersión RMS sobre Vmp	0.4 %/año

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = $1 - bo (1/\cos i - 1)$ Parám. bo 0.05

Factores de pérdida del sistema

Pérdida CA entre transfo e inversor	Voltaje de Red	35 kV		
	Conductores: 3x10000.0 mm ²	7273 m	Fracción de pérdidas	0.5 % en STC
Transformador externo	Pérdida fierro (Conexión 24H)	875616 W	Fracción de pérdidas	0.2 % en STC
	Pérdidas Resistivas/Inductivas	40.8 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC

Pérdidas auxiliares Proporcional a la potencia 5.0 W/kW.. del umbral de potencia 0.0 kW

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto :

Variante de simulación : YEAR2

Simulación para la 2.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom 445 Wp
Módulos FV	Modelo	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom 450 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-410W	Pnom 410 Wp
Módulos FV	Modelo	CHSM72M-HC-415W	Pnom 415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom 445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom 450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom 3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

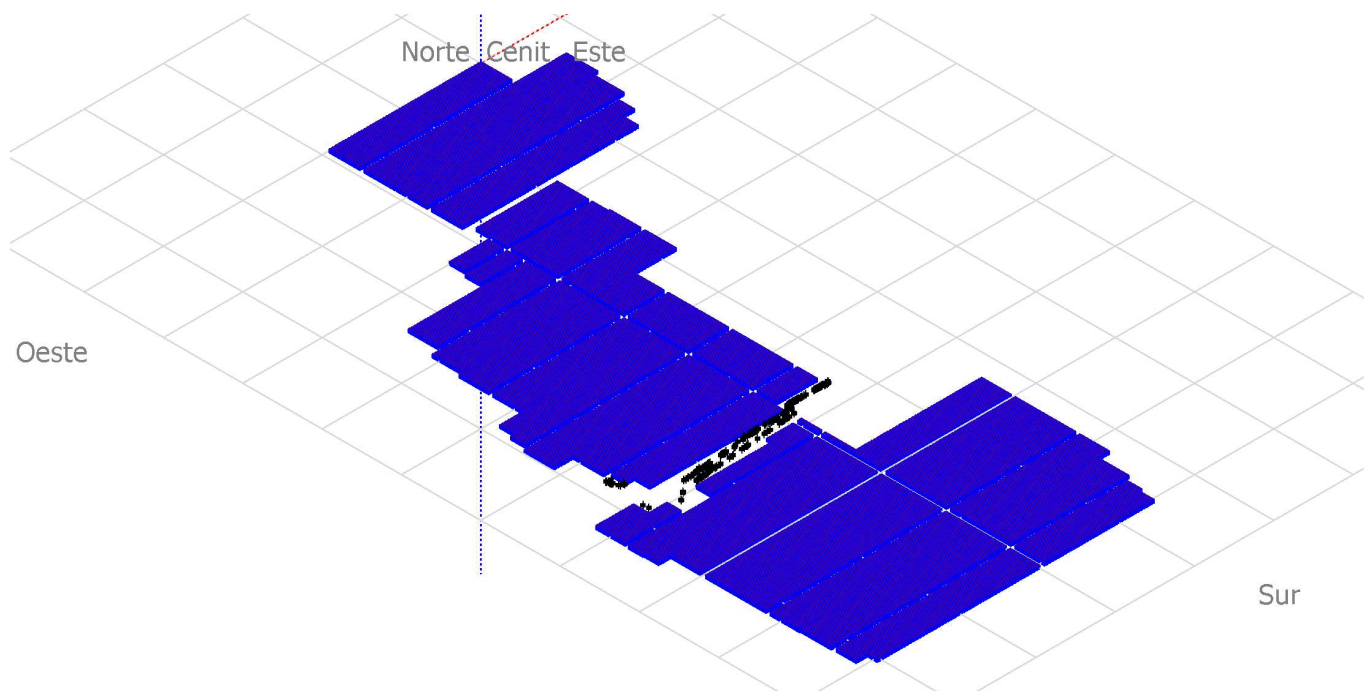
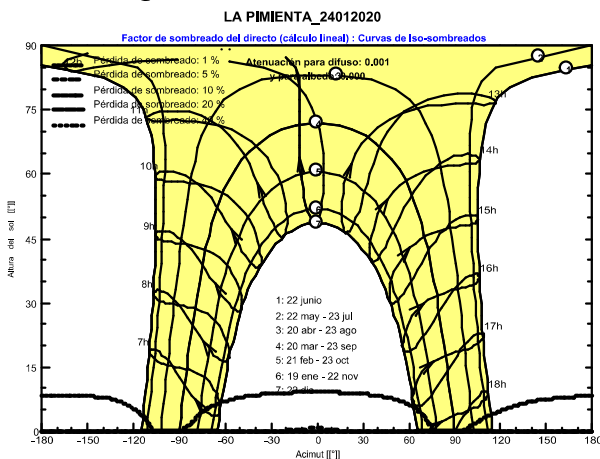


Diagrama de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

Variante de simulación : YEAR2

Simulación para la 2.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema Tipo de sistema **Sistema de seguimiento, con retroceso**

Sombreados cercanos

Sombreado lineal

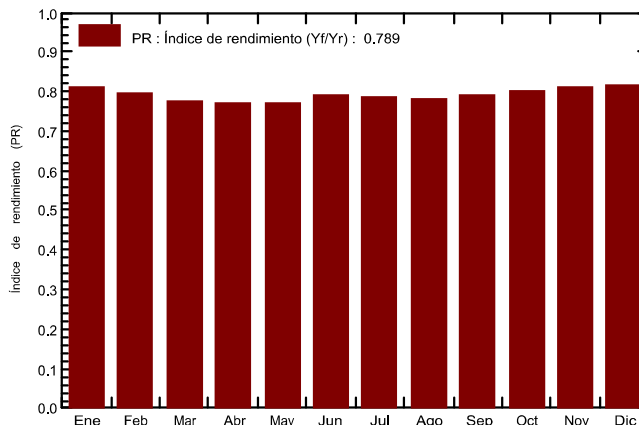
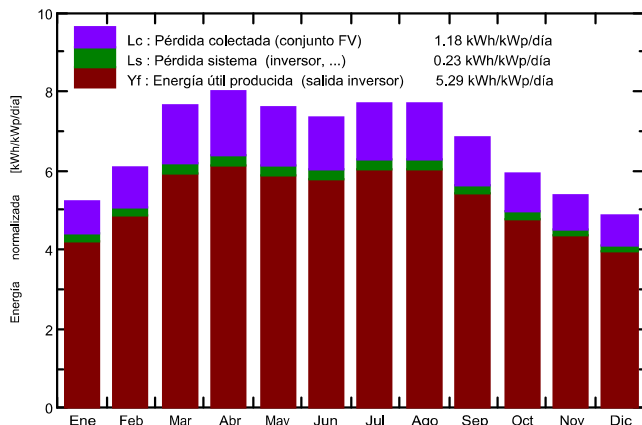
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje	0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型		Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型		Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W		Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W		Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095		Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total	444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom	3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total	325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi)	0.950 leading

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	858726 MWh/año	Produc. específica	1932 kWh/kWp/año
	Energía aparente	904007 MVAh	Índice rend. PR	78.94 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 444573 kWp

Índice de rendimiento (PR)



YEAR2_20210423_330_LayoutIng_Arboles_v4_ModulosNuevosLongi_104Inv

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	128.2	51.15	23.92	161.5	152.1	60892	58351	0.813
Febrero	135.7	52.07	24.81	171.0	161.4	63292	60636	0.798
Marzo	185.9	64.83	27.22	237.8	225.1	85585	82066	0.776
Abril	194.4	73.61	29.04	240.0	226.8	85523	82001	0.769
Mayo	198.6	89.39	31.06	236.1	222.0	84362	80936	0.771
Junio	183.4	77.08	28.19	221.0	208.3	80737	77459	0.788
Julio	197.0	79.31	28.31	239.0	225.6	87007	83468	0.786
Agosto	195.4	73.71	28.44	239.4	226.4	86847	83280	0.782
Septiembre	167.3	67.40	27.14	205.1	193.6	75243	72151	0.791
Octubre	151.2	64.99	26.81	184.2	173.5	68565	65735	0.803
Noviembre	129.3	55.76	24.90	161.0	151.5	60567	58061	0.811
Diciembre	119.1	51.59	24.47	150.7	141.7	56950	54581	0.815
Año	1985.5	800.92	27.04	2446.9	2308.1	895570	858726	0.789

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

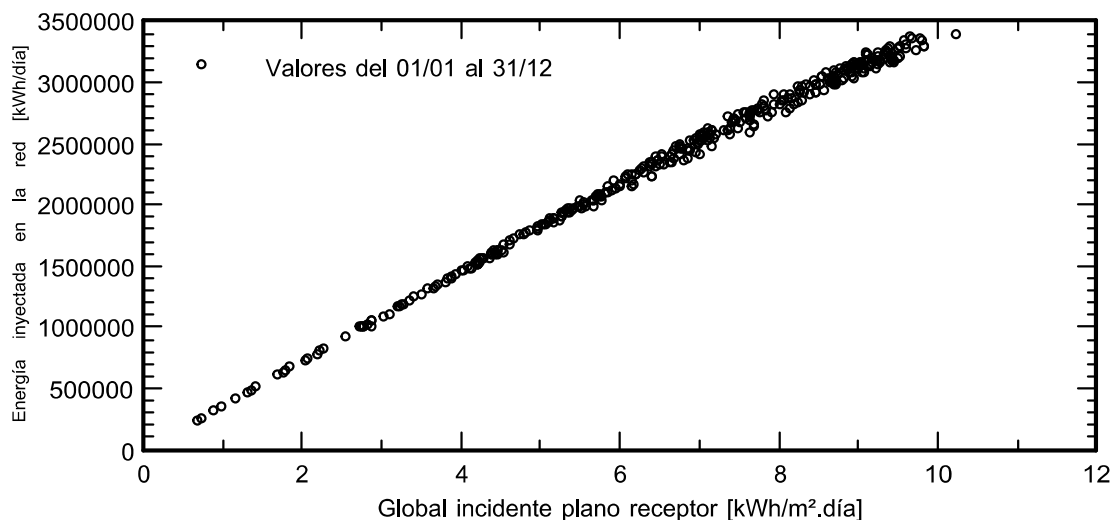
Proyecto :

Variante de simulación : YEAR2

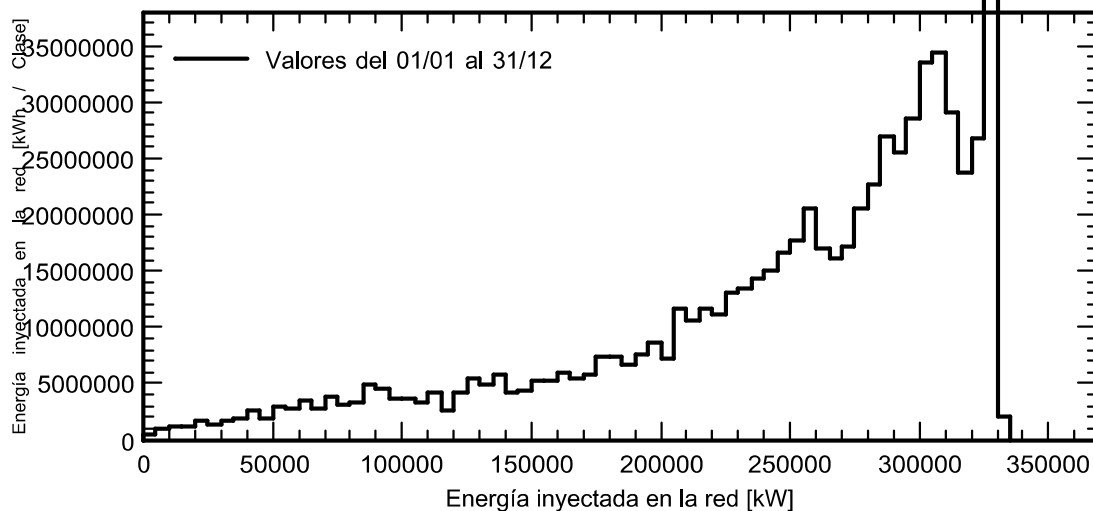
Simulación para la 2.º año de funcionamiento

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso
Sombreados cercanos		Sombreado lineal	
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado,	Inclinación eje	0°
		Acimut eje	0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total
			444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom
			3125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total
			325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi)
			0.950 leading

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

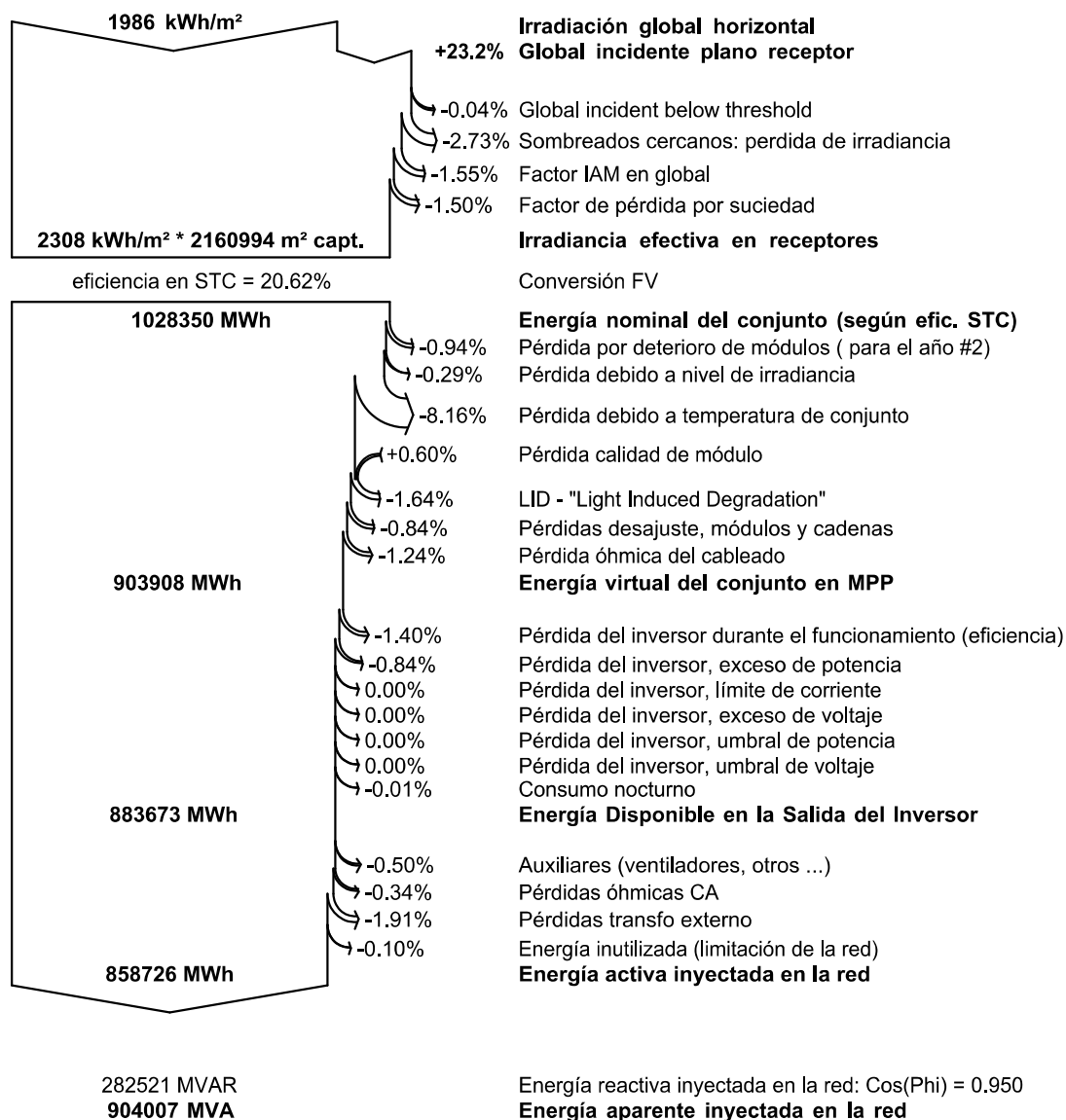
Proyecto :

Variante de simulación : YEAR2

Simulación para la 2.º año de funcionamiento

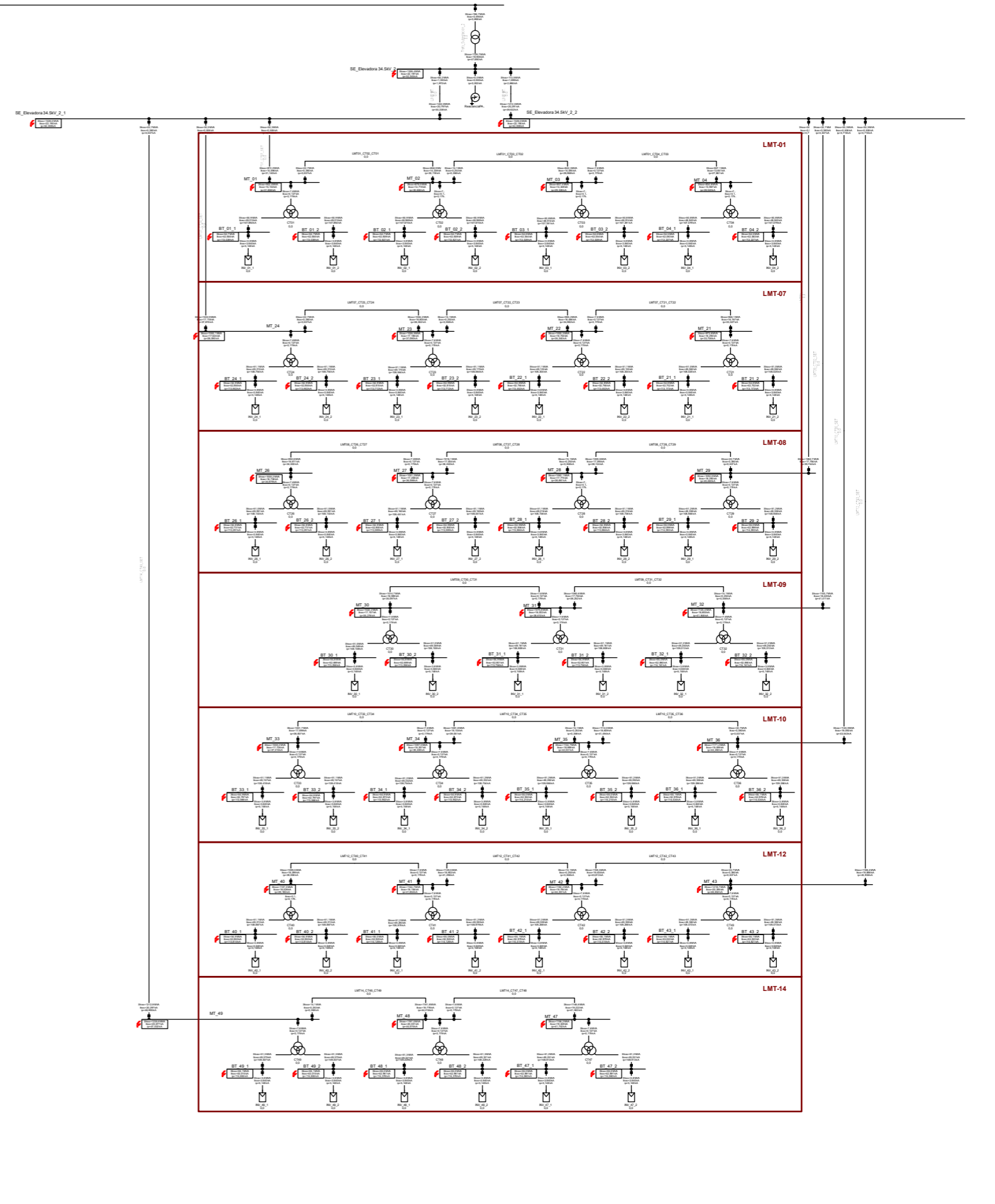
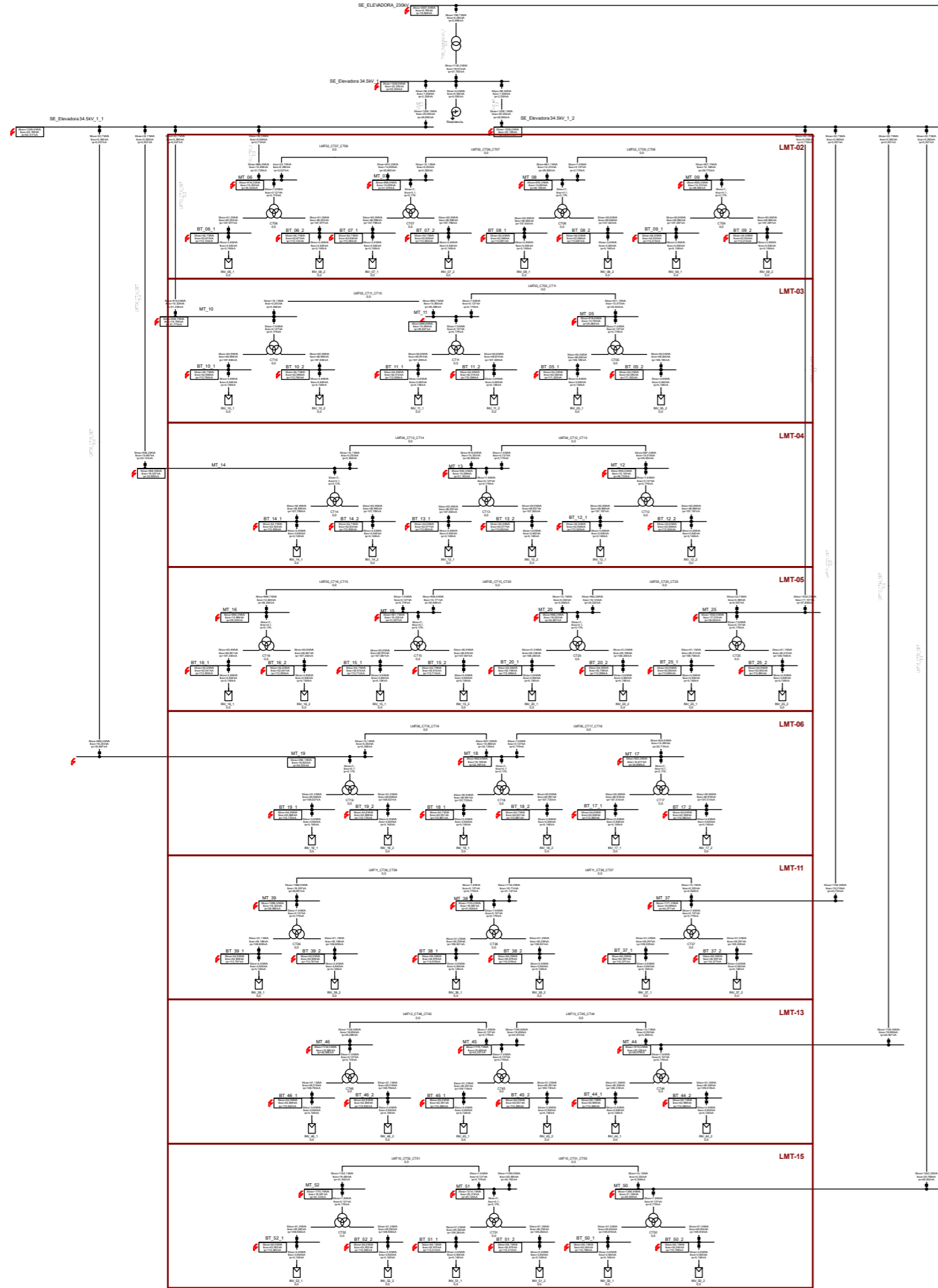
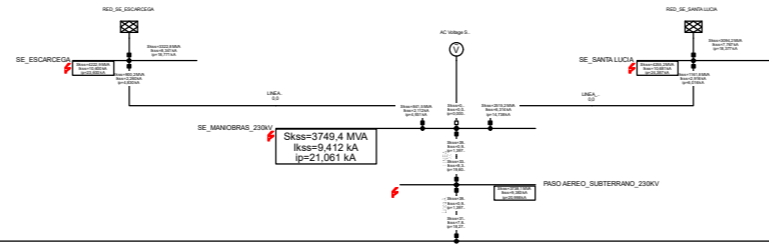
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Sistema de seguimiento, con retroceso	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Camposol	Seguidor, eje inclinado, Inclinación eje	0°	Acimut eje 0°
Módulos FV	LR4-72HPH-445M-小版型	Pnom	445 Wp
Módulos FV	LR4-72HPH-450M-小版型	Pnom	450 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-410W	Pnom	410 Wp
Módulos FV	CHSM72M-HC-415W	Pnom	415 Wp
Módulos FV	STP445S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	445 Wp
Módulos FV	STP450S-B72/Vnh_1500V_20V02_2095	Pnom	450 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	1020060	Pnom total 444573 kWp
Inversor	Modelo	SG3125HV-30	Pnom
Paquete de inversores	Núm. de unidades	104.0	Pnom total 325000 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		Cos(Phi) 0.950 leading

Diagrama de pérdida durante todo el año

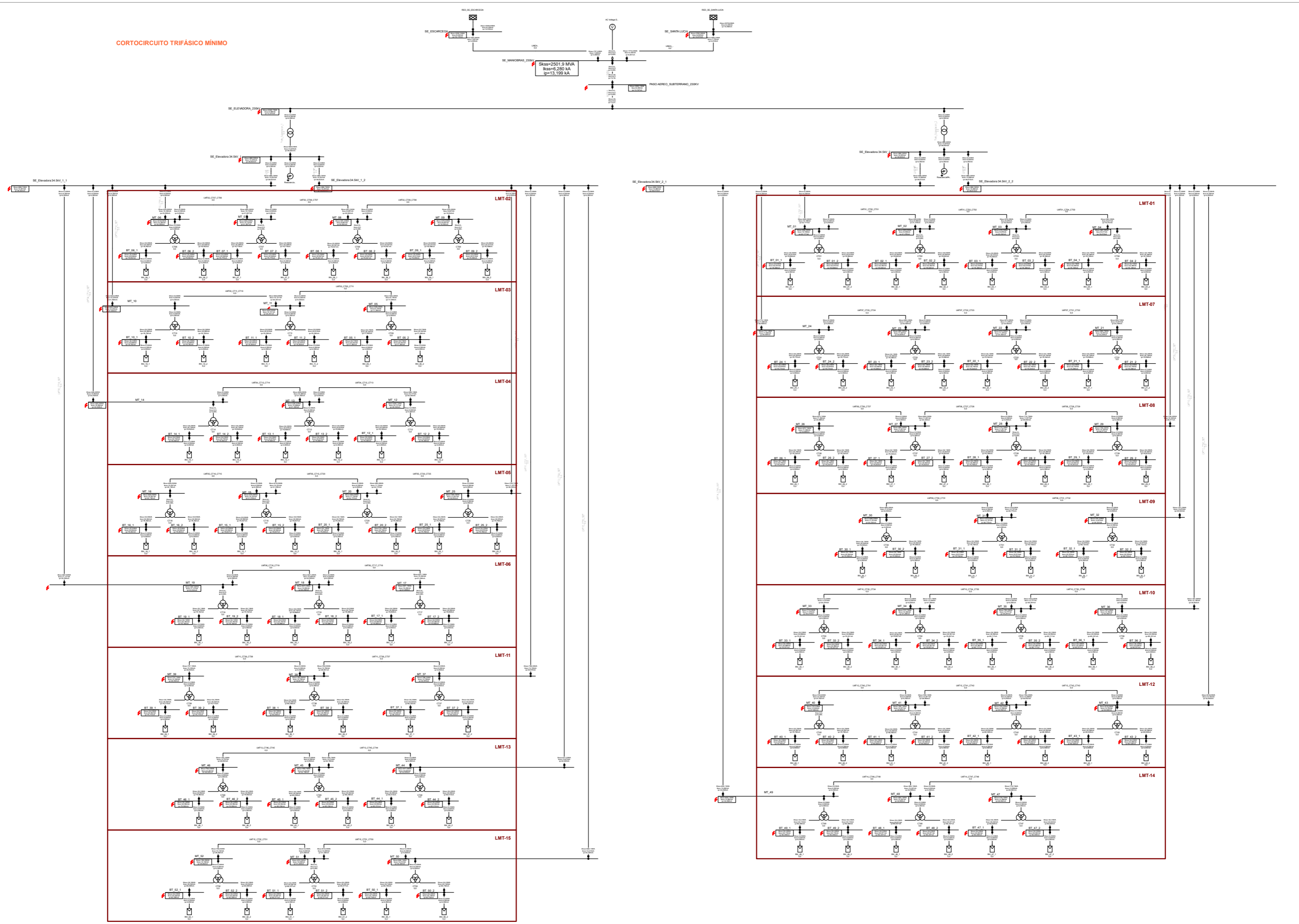


ANEXO II – REPORTES DIGSILENT

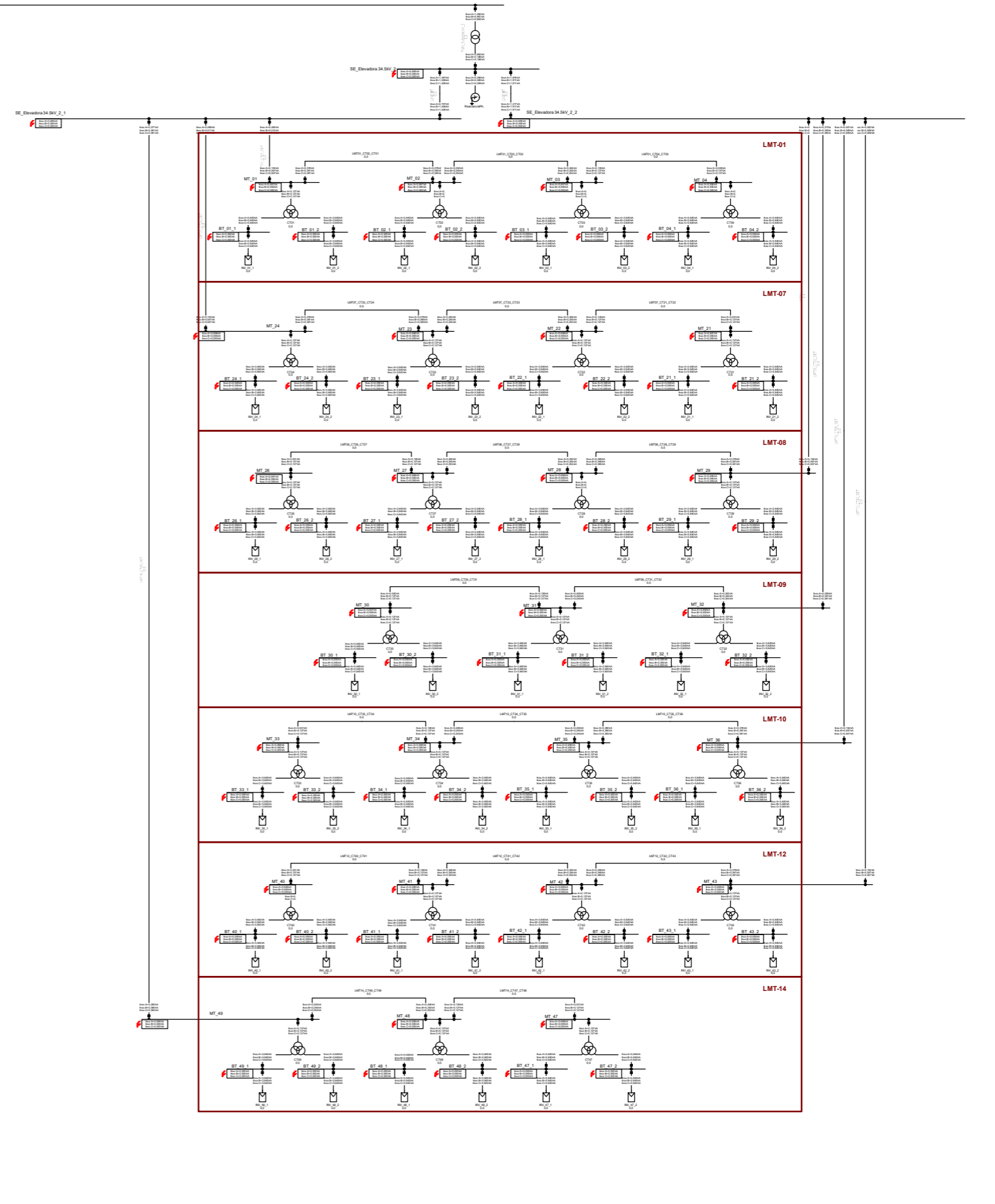
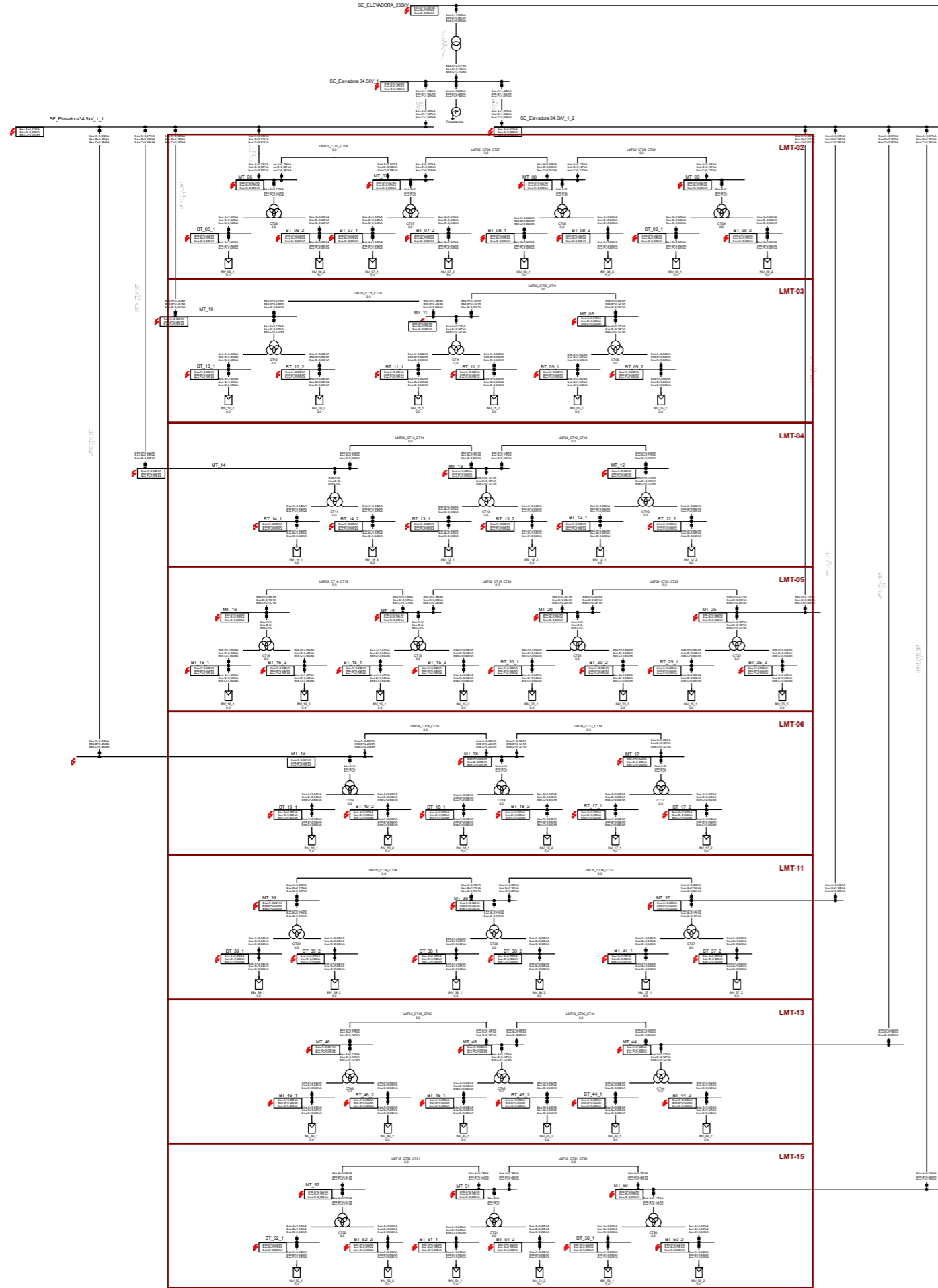
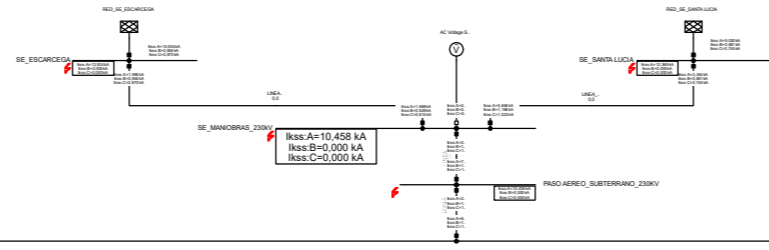
CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO



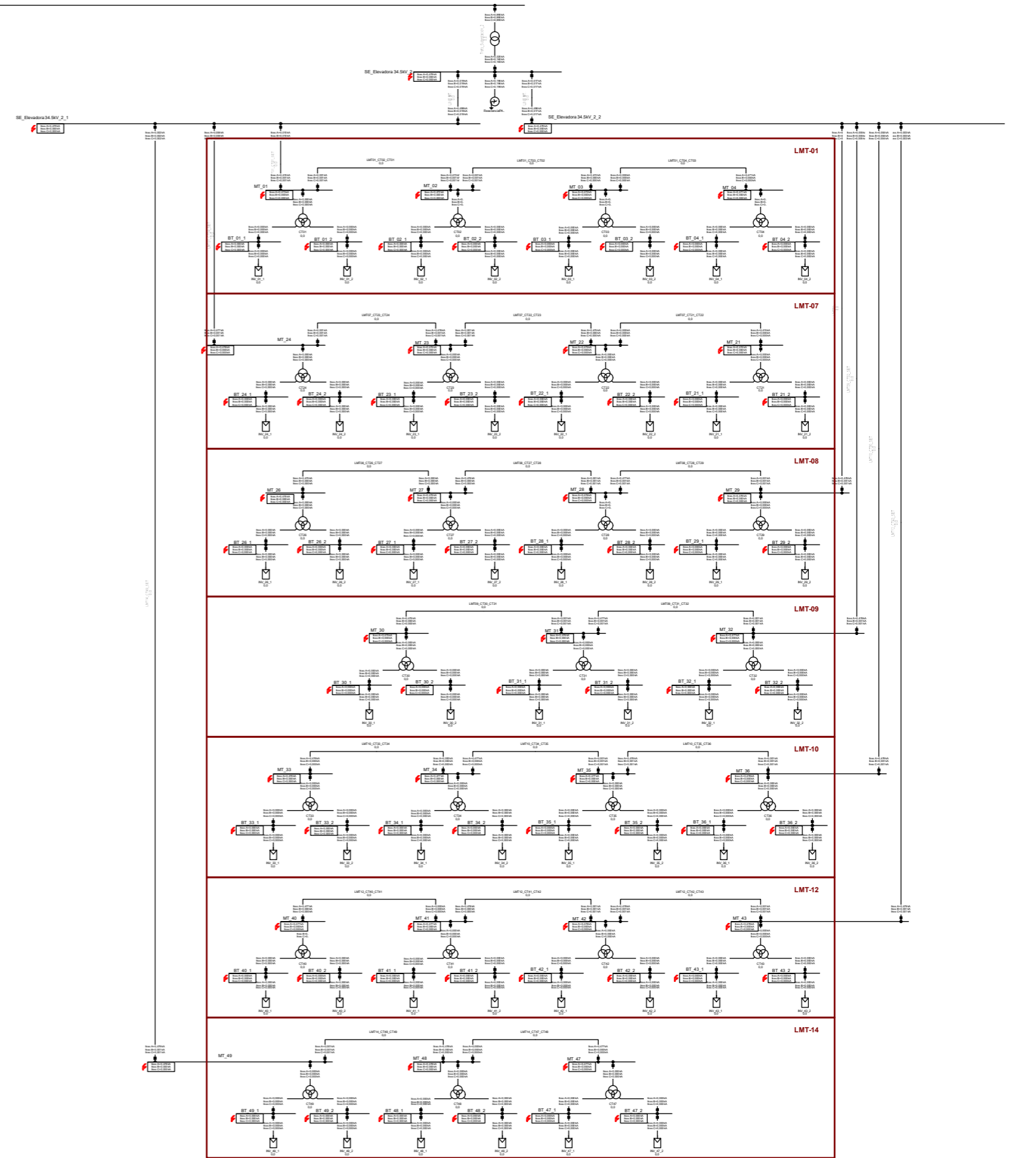
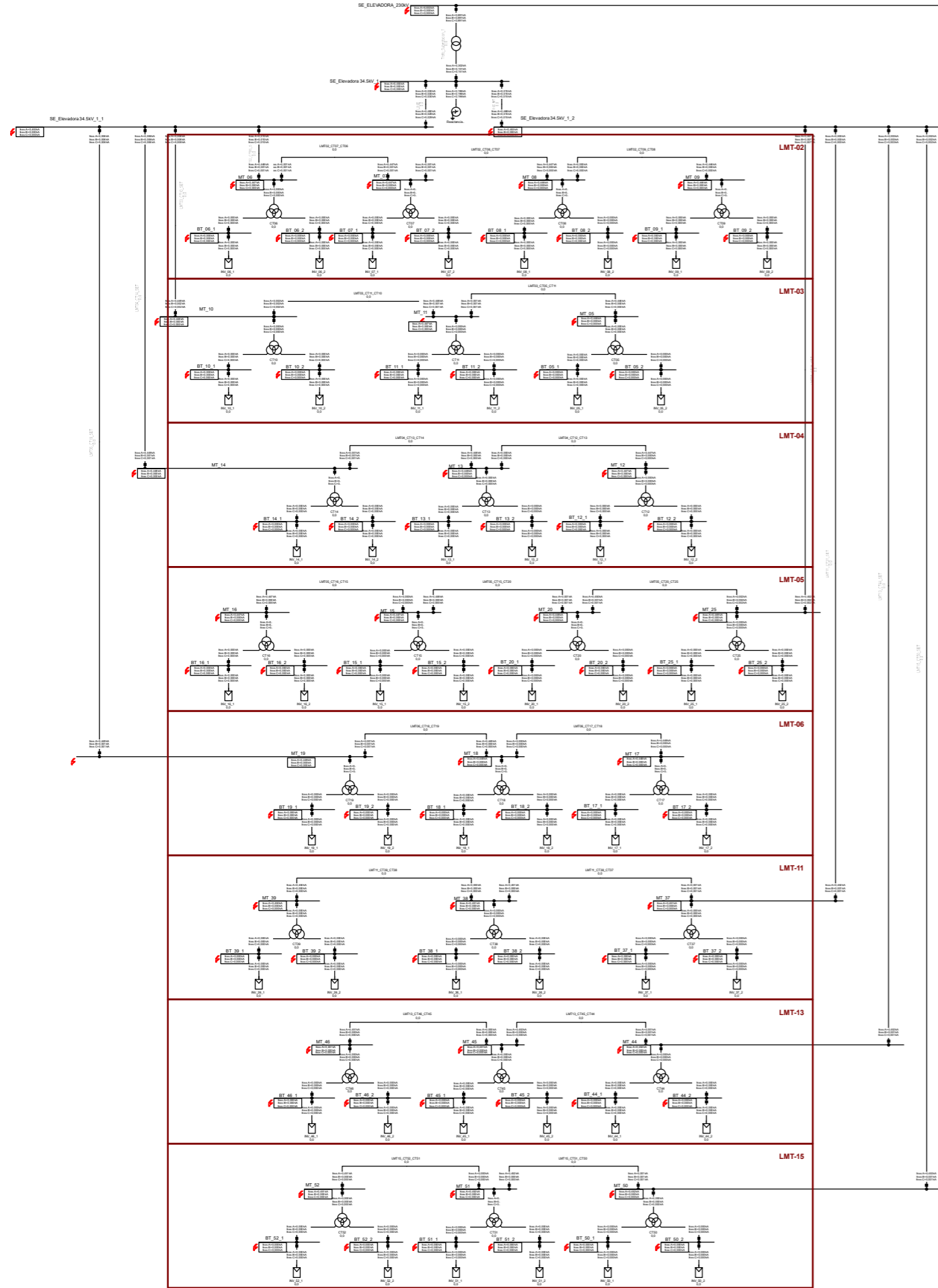
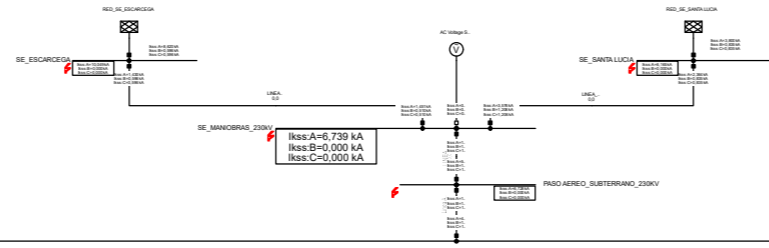
CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO



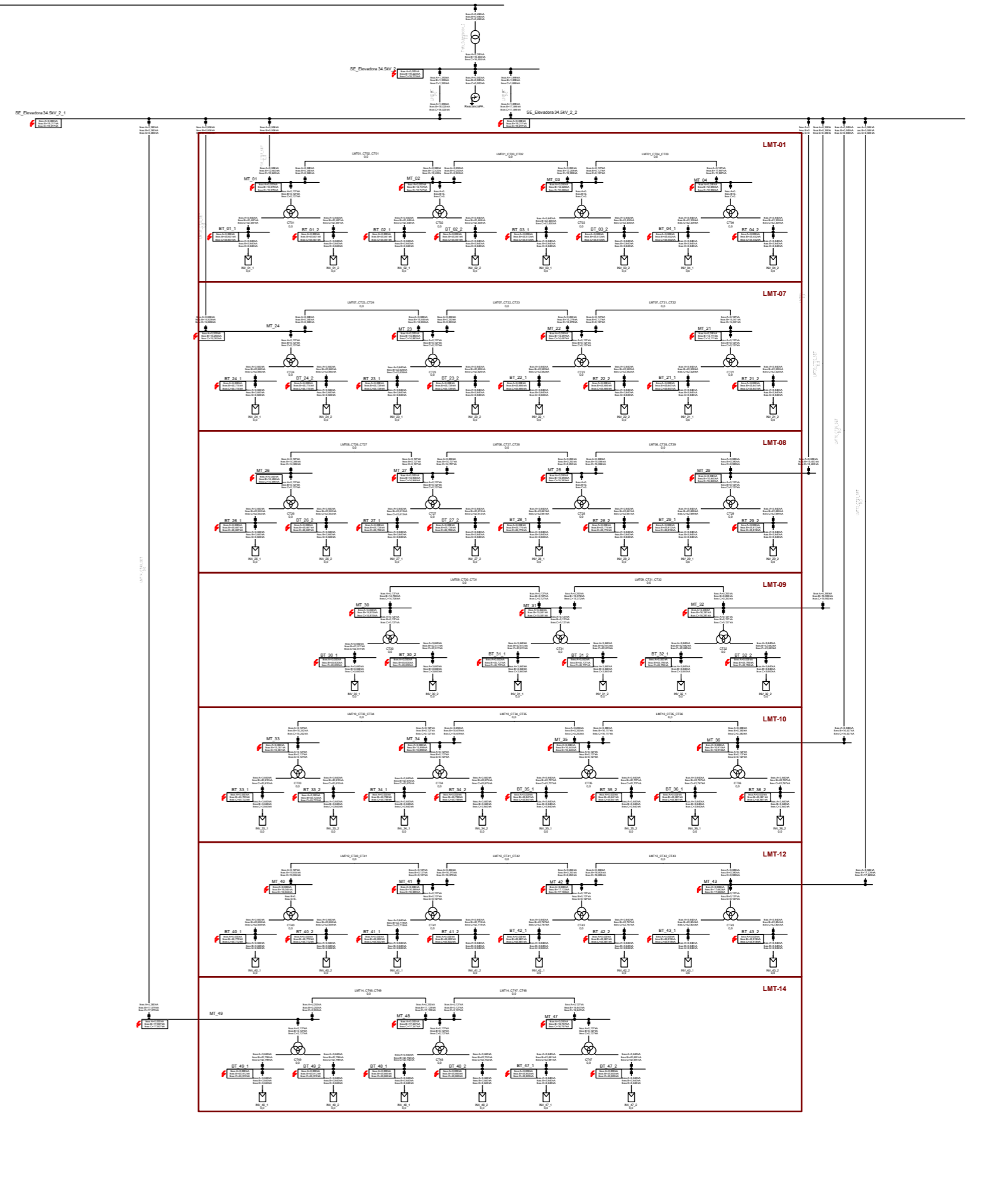
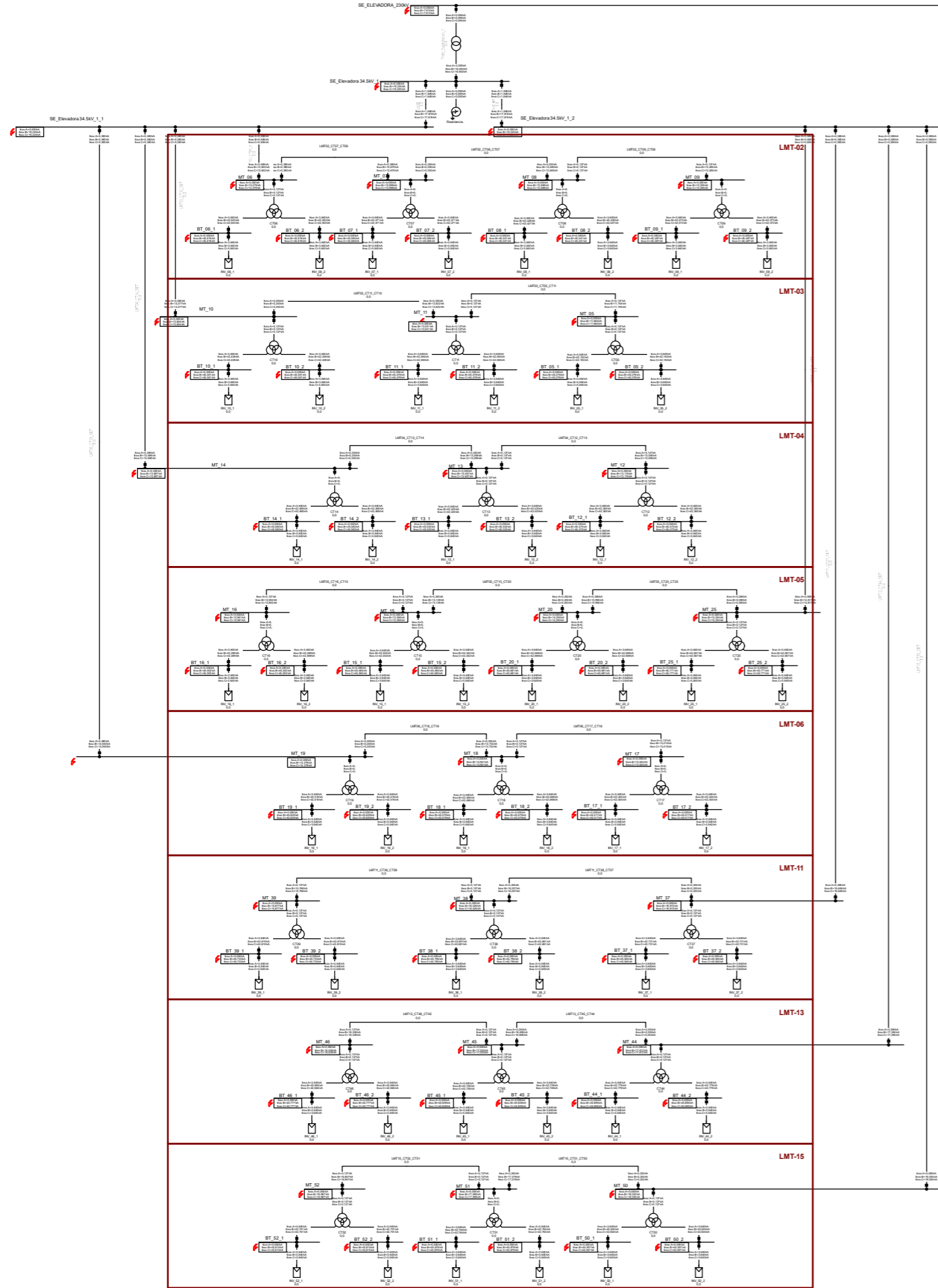
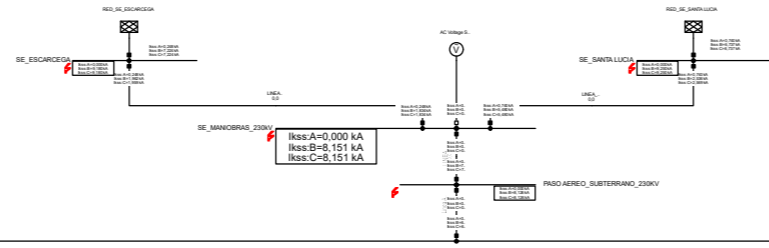
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO-TIERRA MÁXIMO



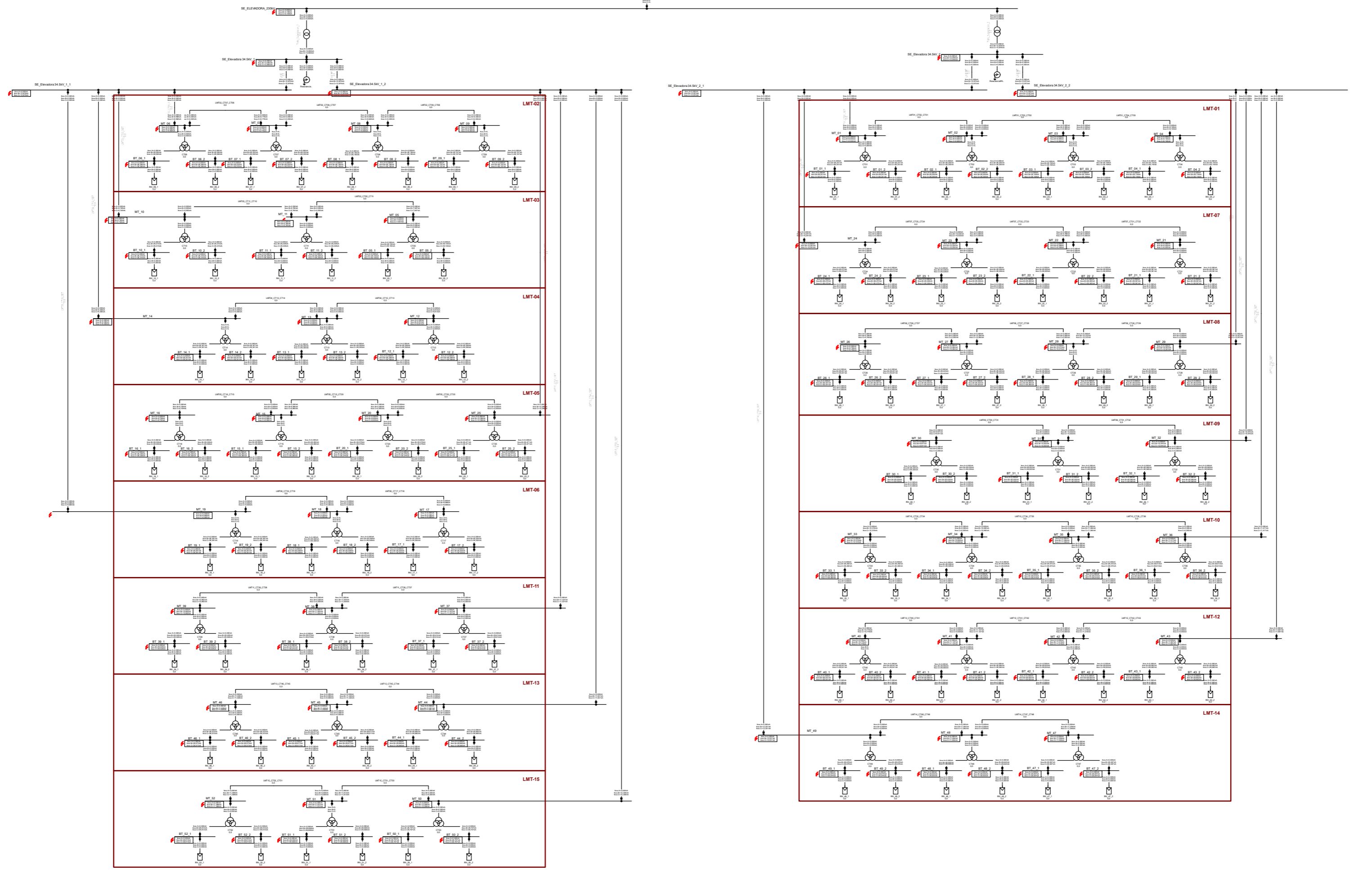
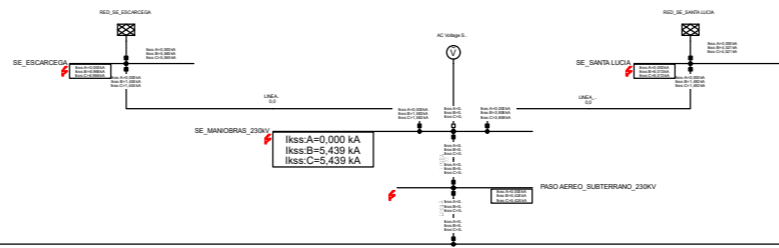
CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO-TIERRA MÍNIMO



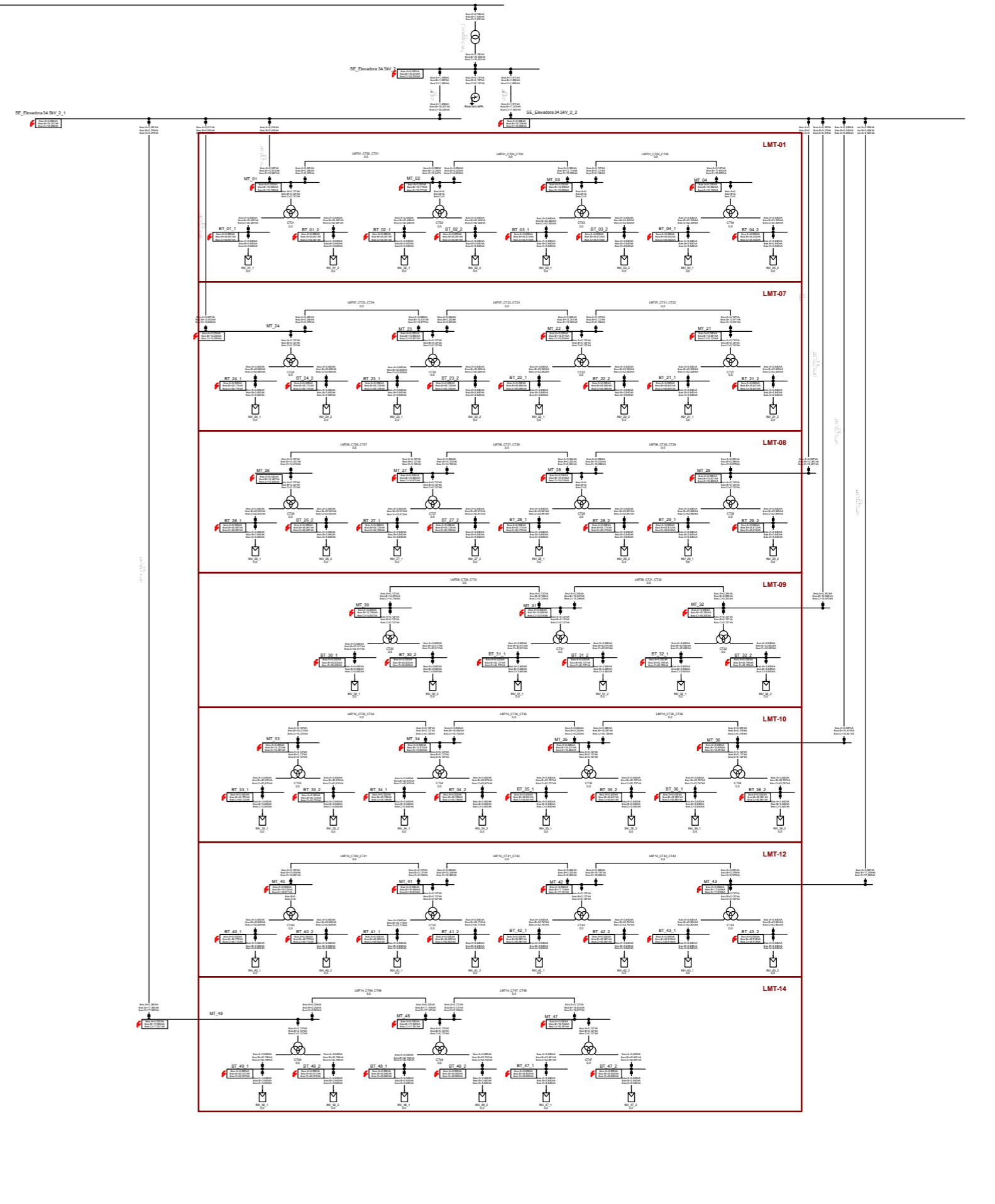
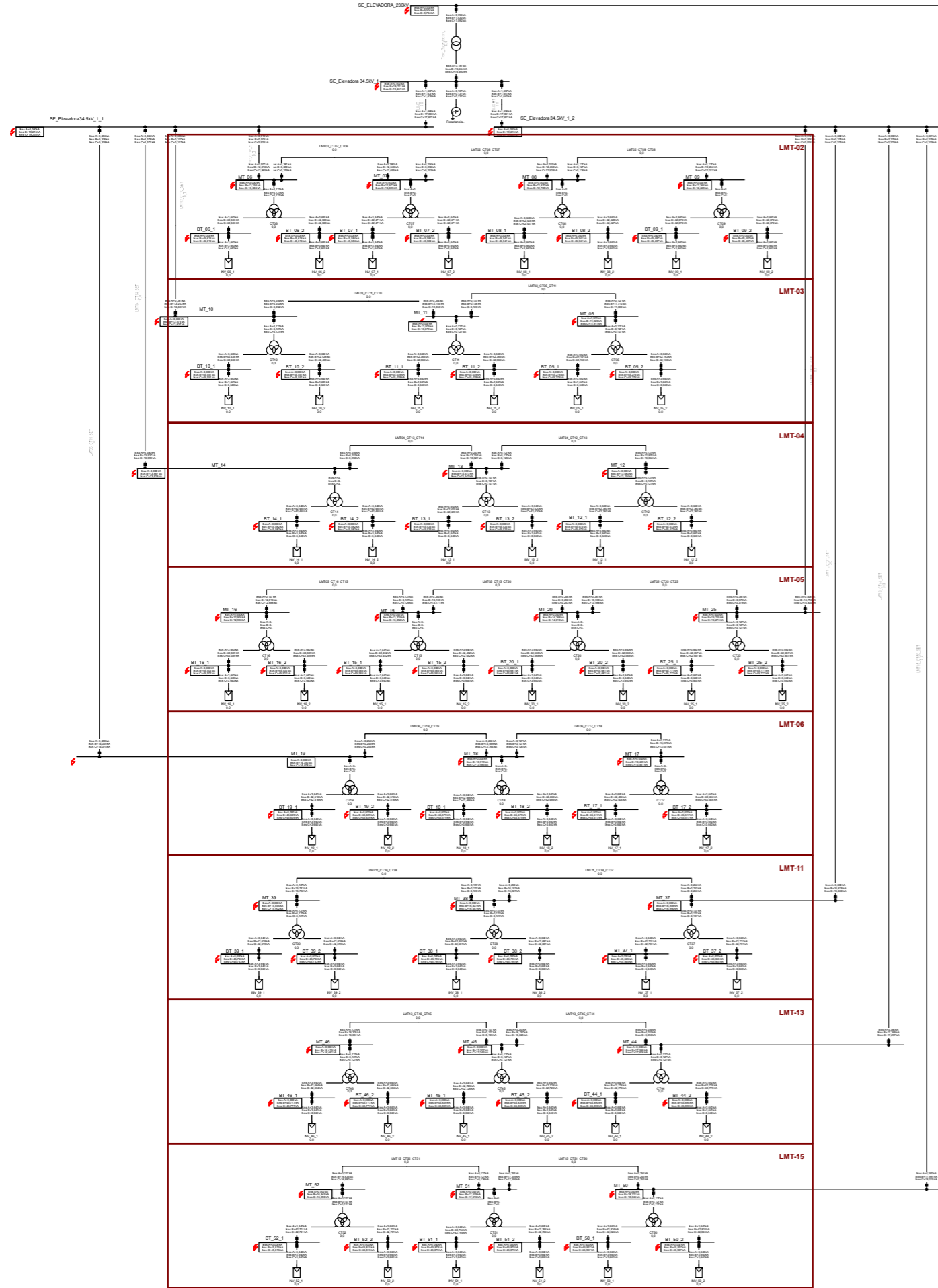
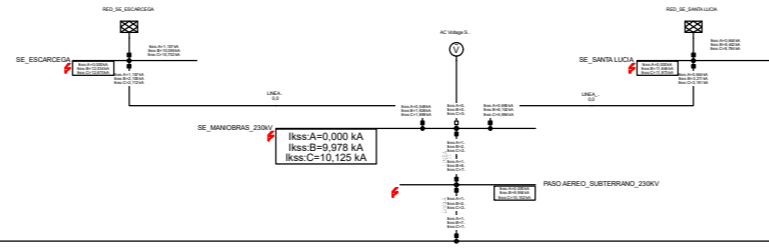
CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÁXIMO



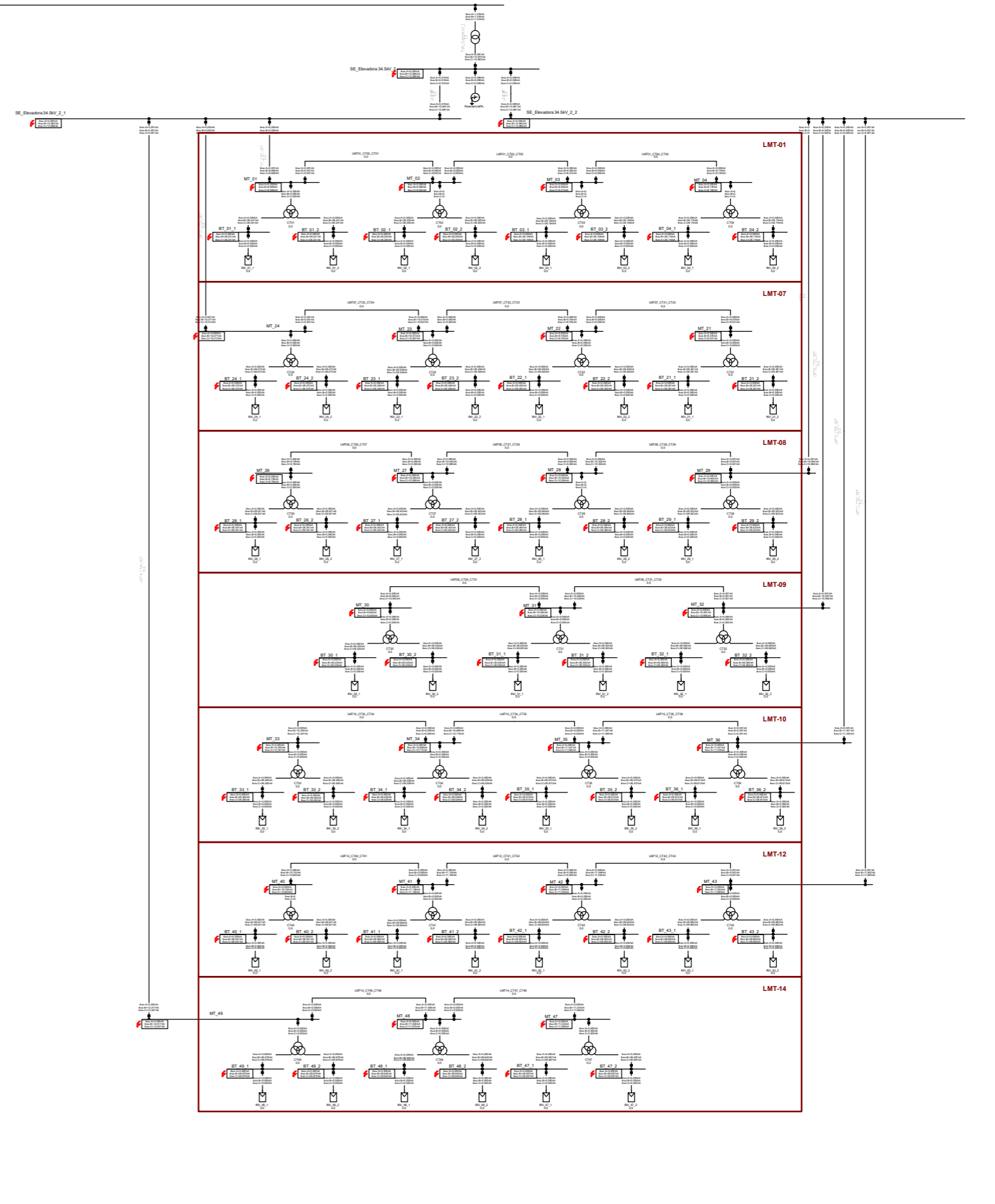
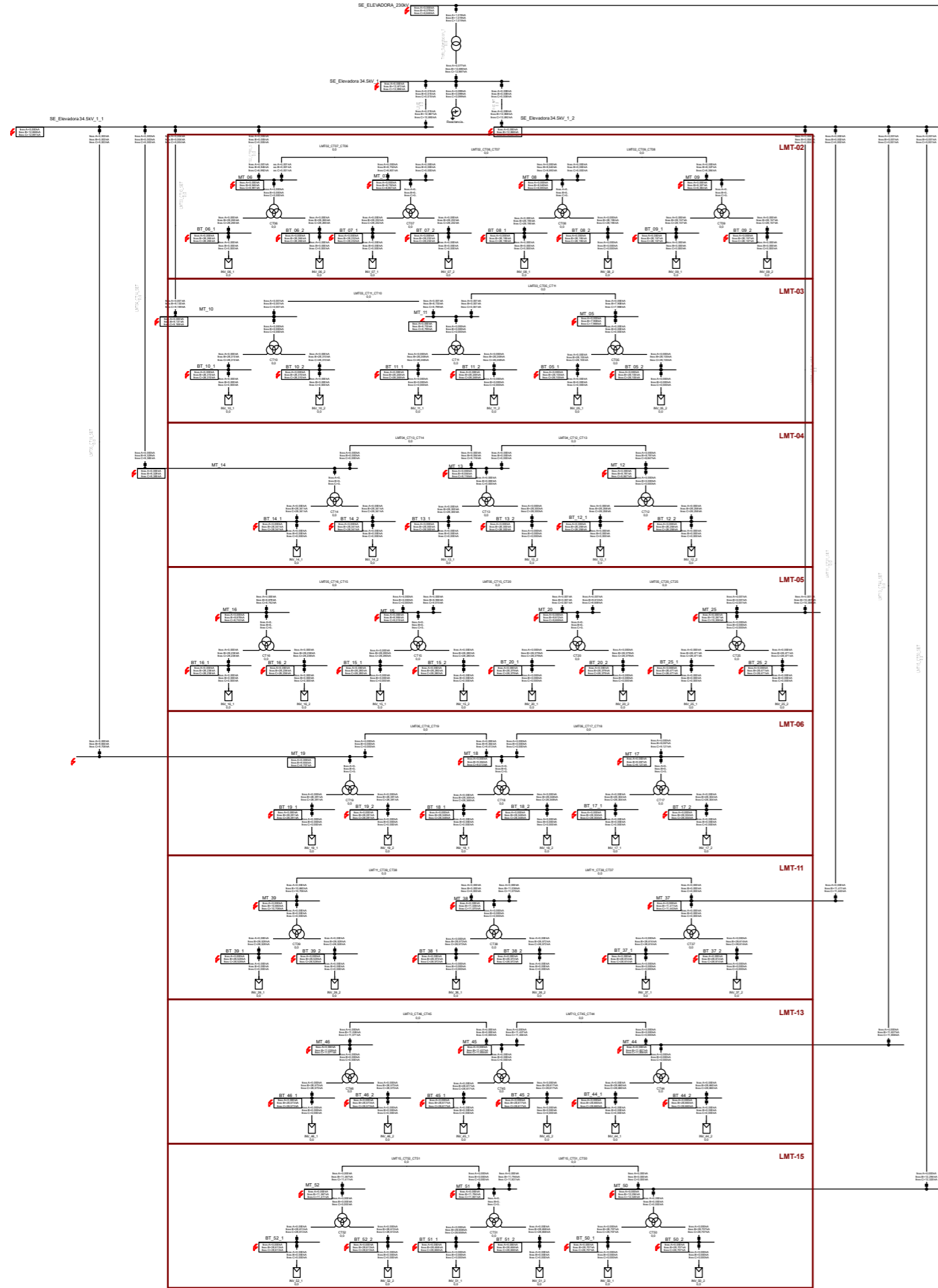
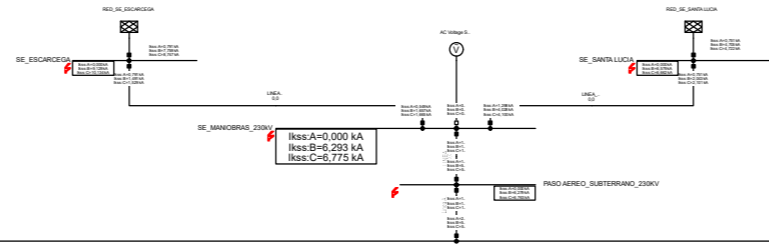
CORTOCIRCUITO BIFÁSICO MÍNIMO

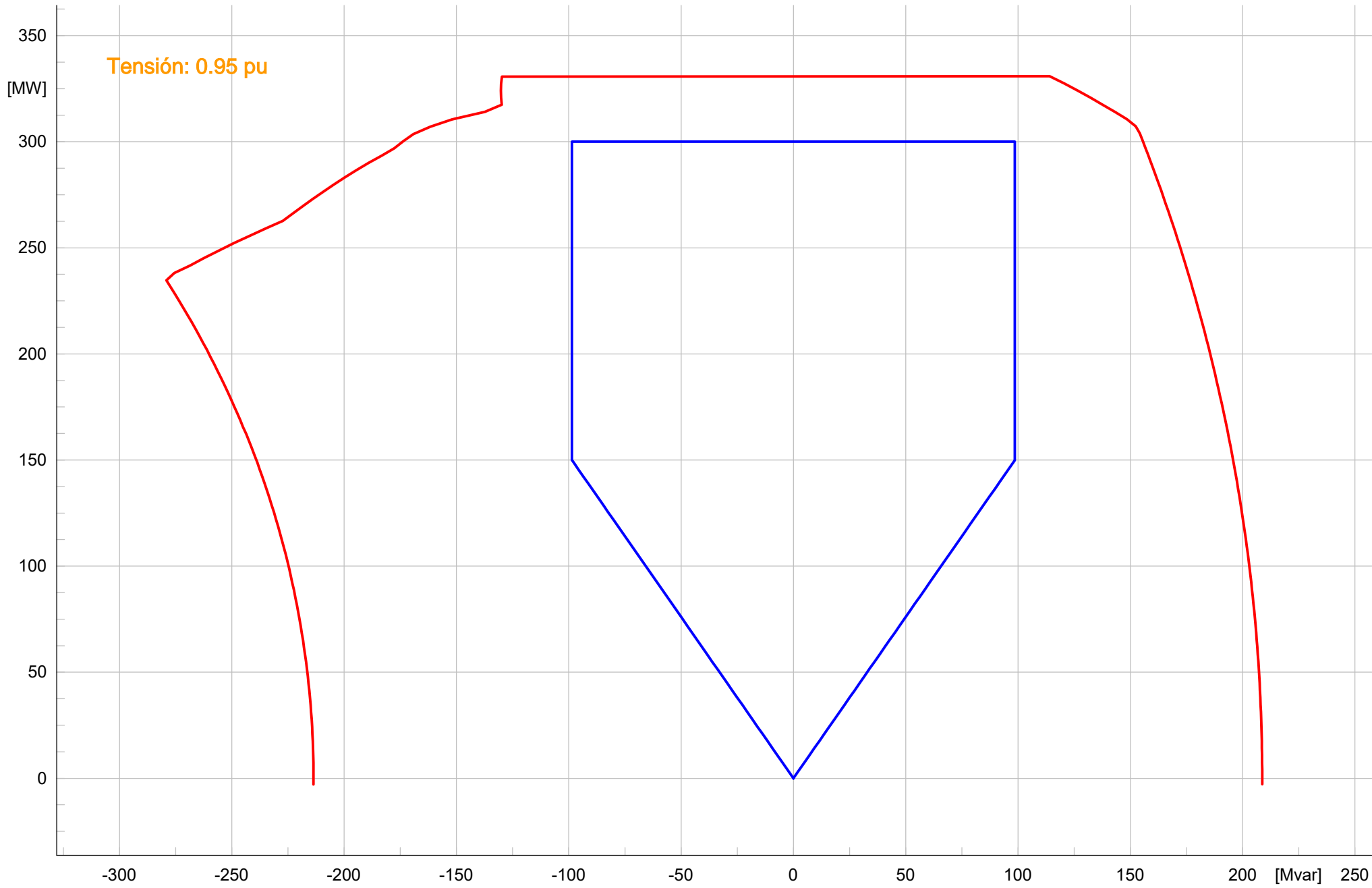


CORTOCIRCUITO BIFÁSICO-TIERRA MÁXIMO



CORTOCIRCUITO BIFÁSICO-TIERRA MÍNIMO





Active power reference value in MW, Example P and Q

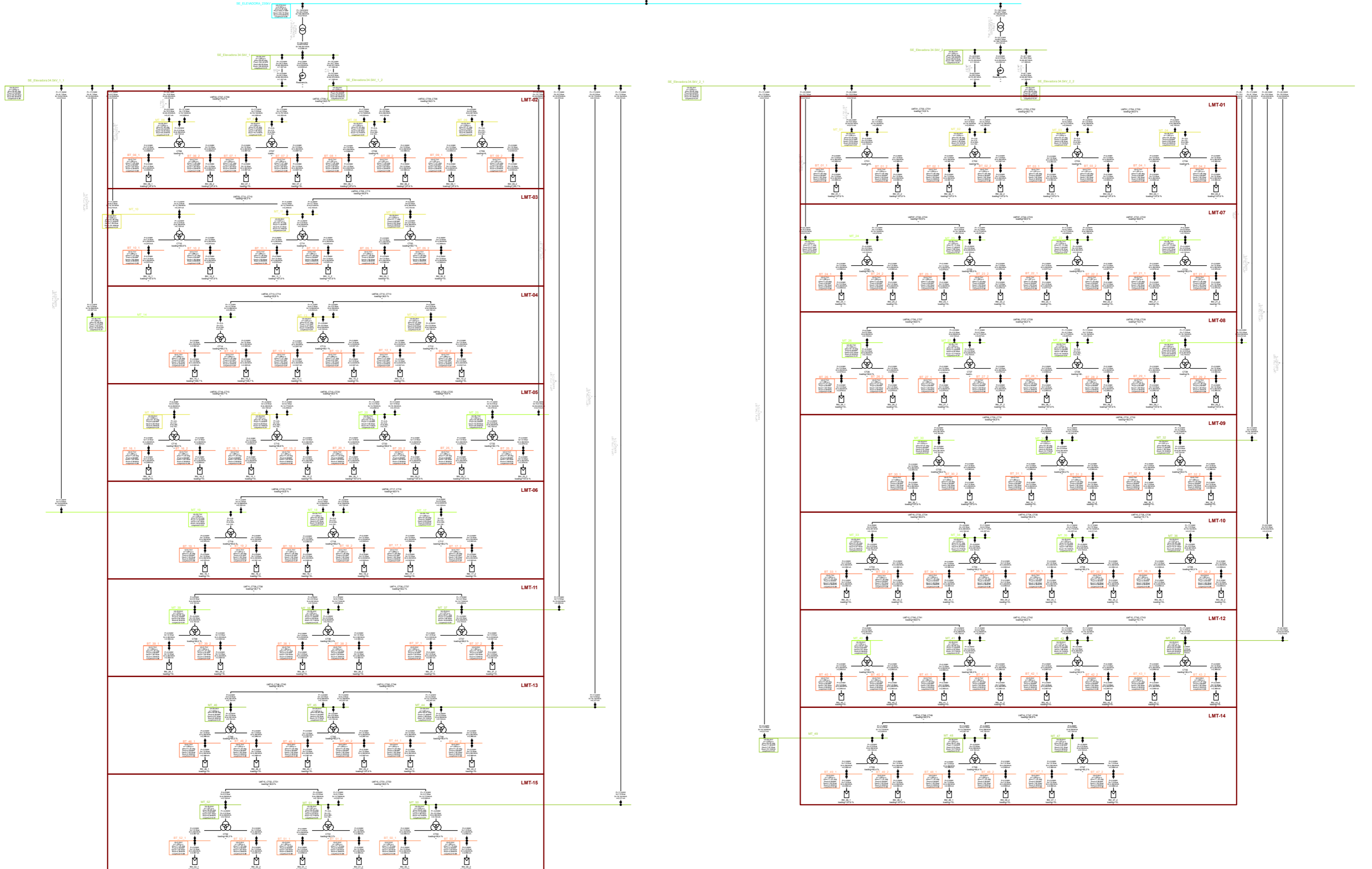
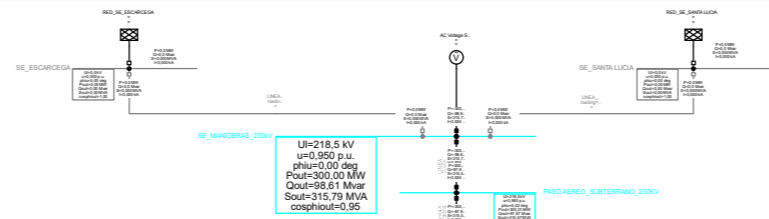
Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC

P-Q Diagram

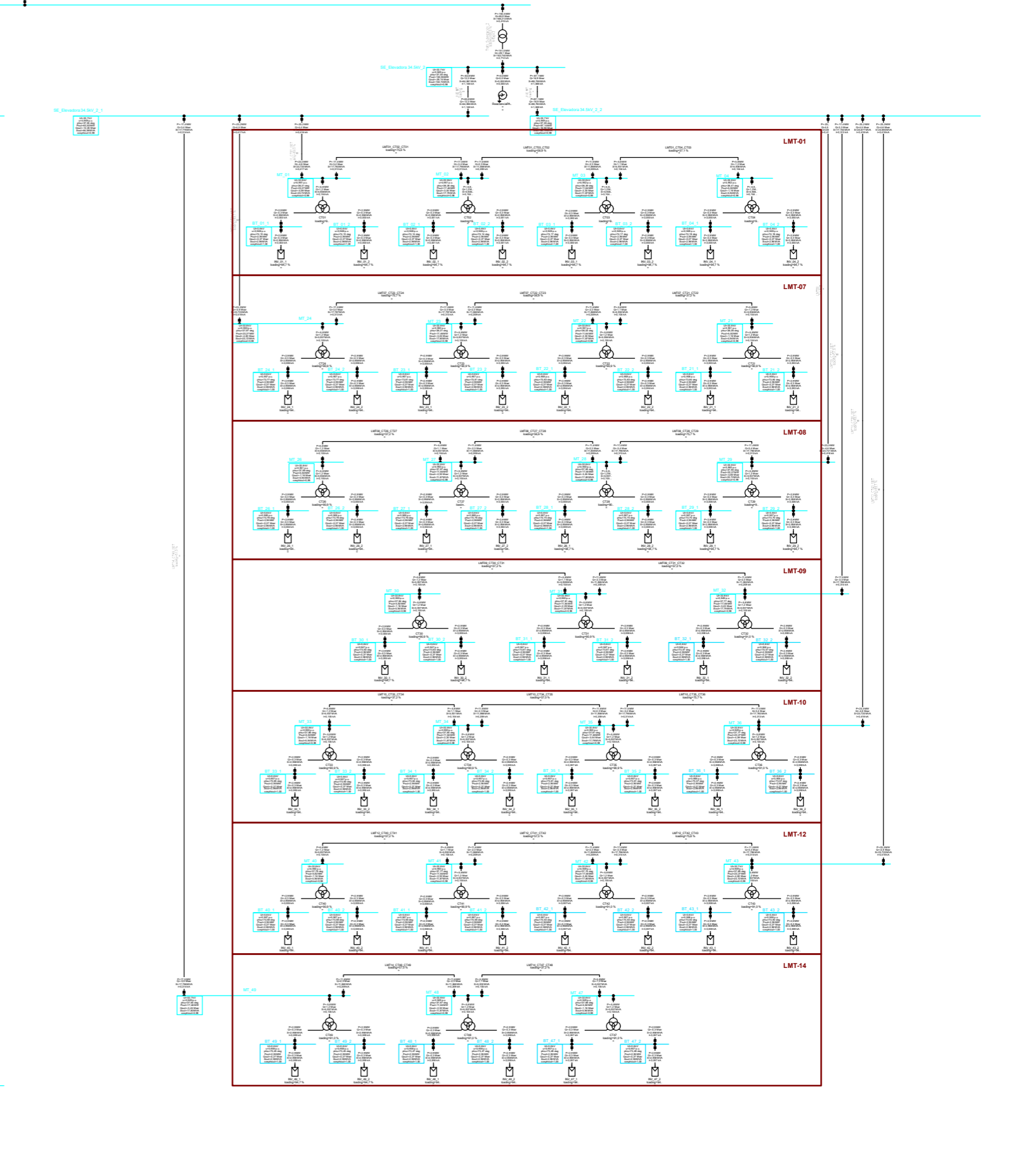
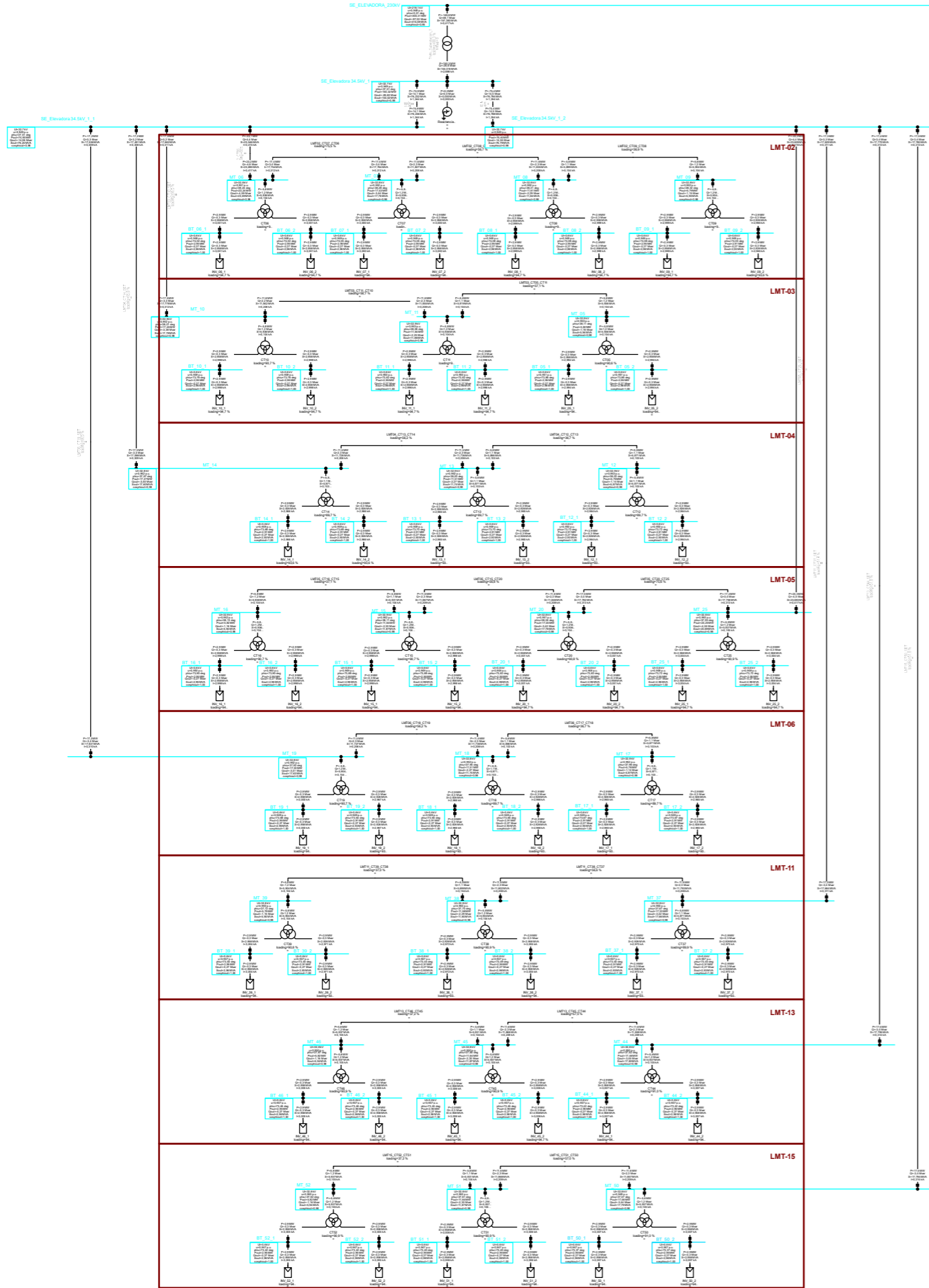
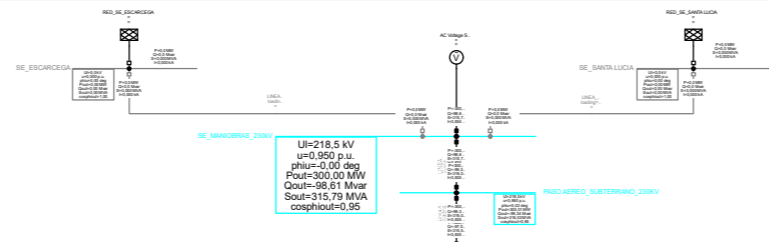
SUNGROW SG3125HV-30

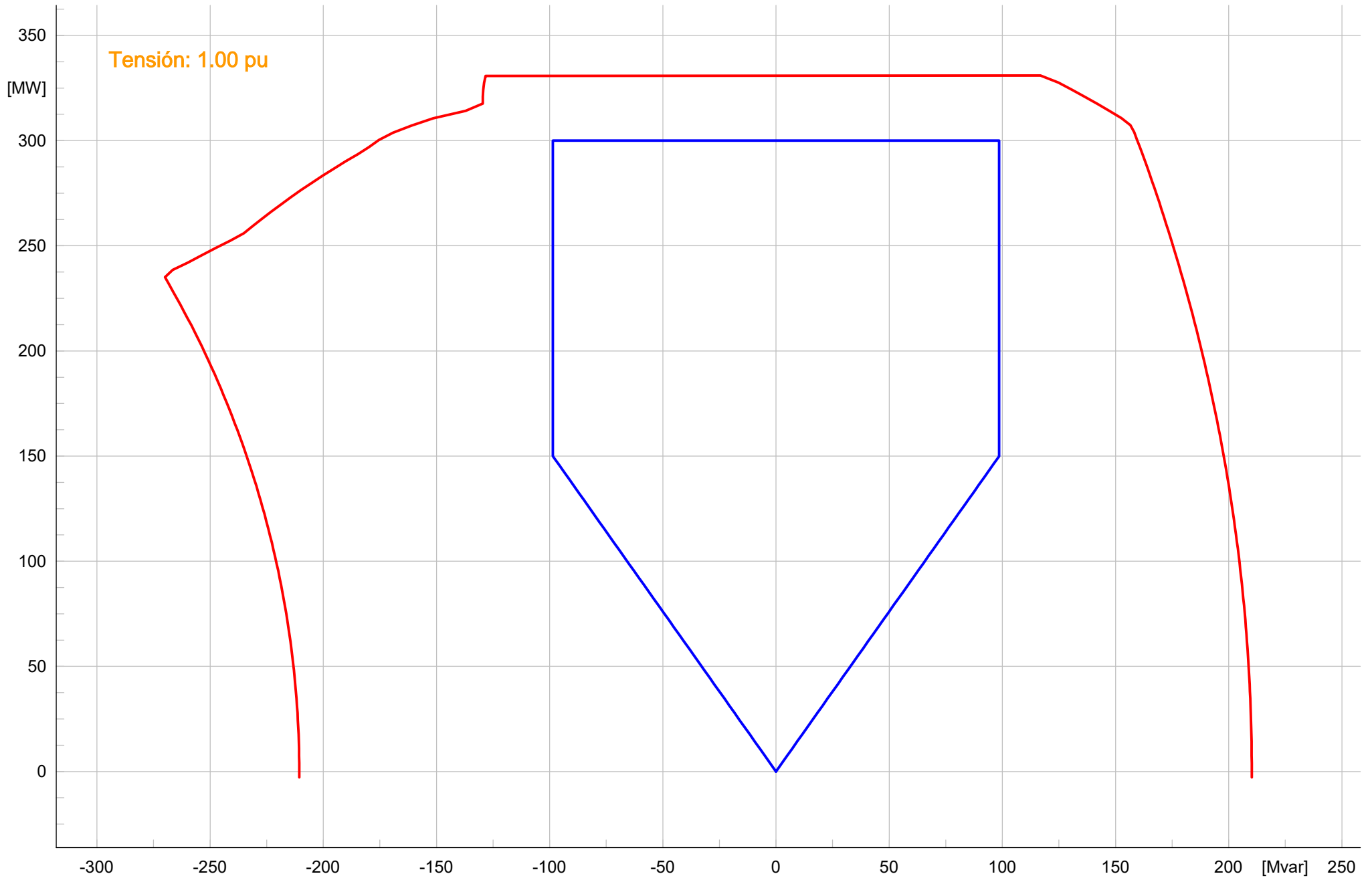
104 UNIDADES

V_POI = 0,95 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (CAPACITIVO)



V_POI = 0,95 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (INDUCTIVO)





Active power reference value in MW, Example P and Q

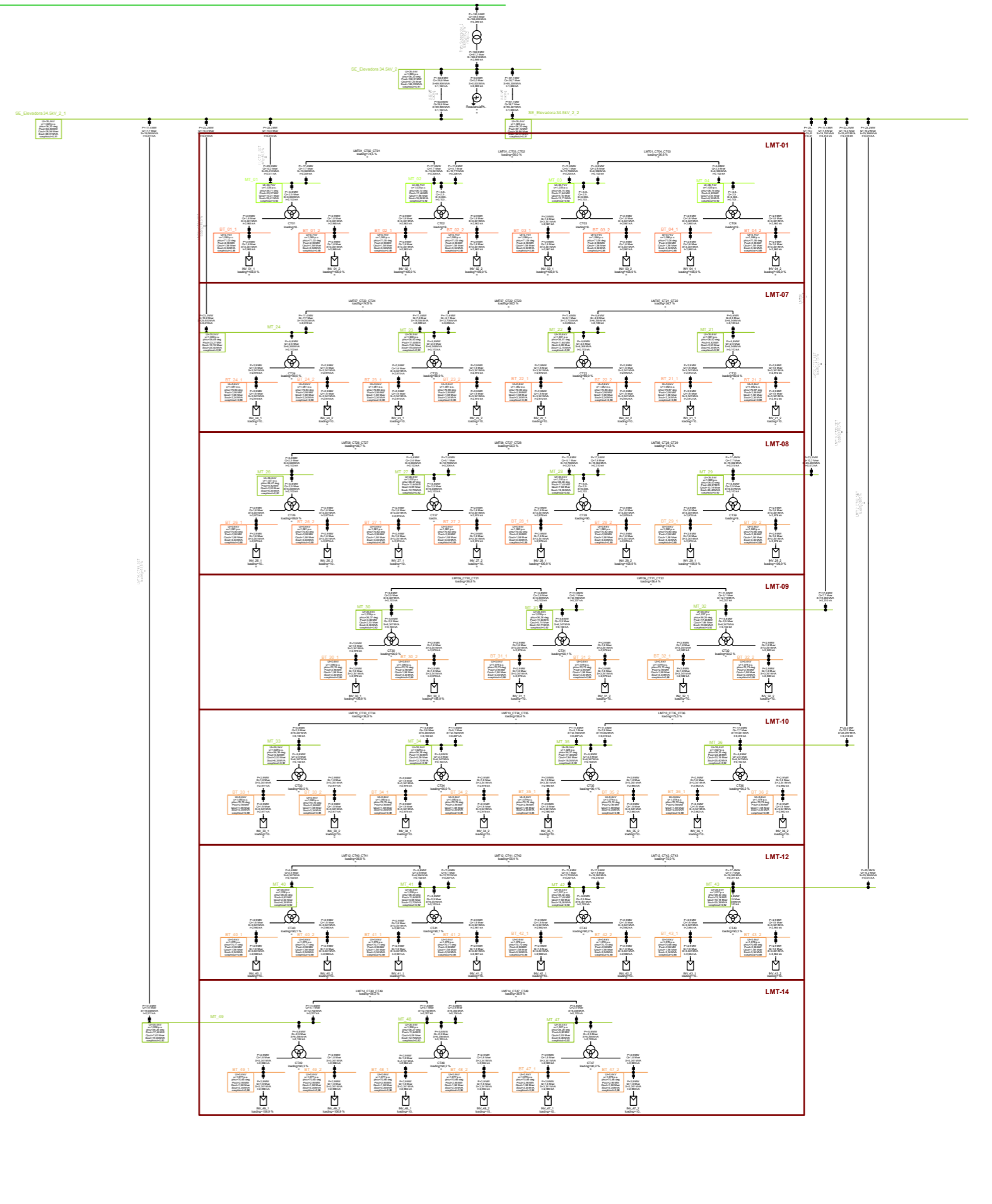
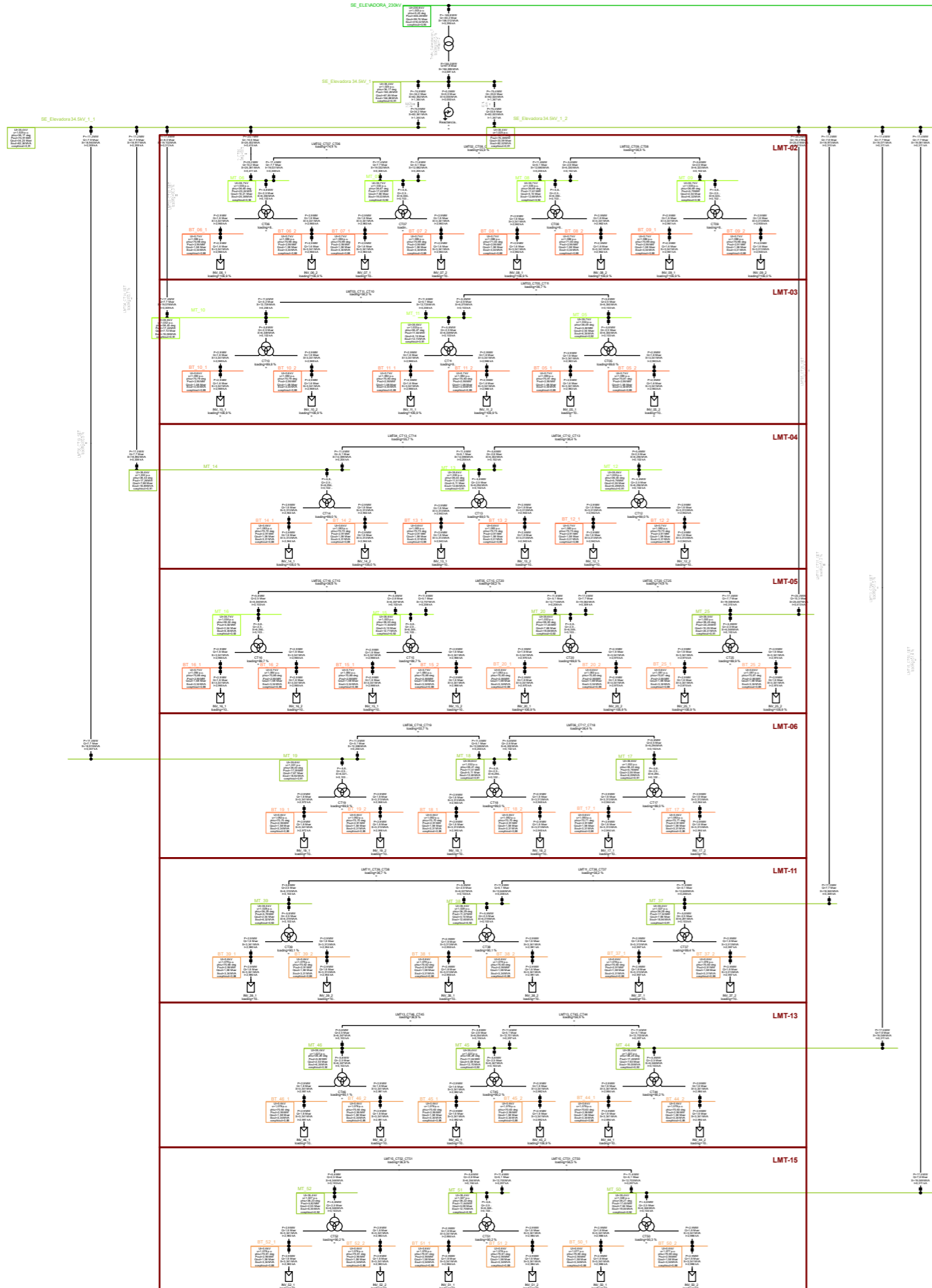
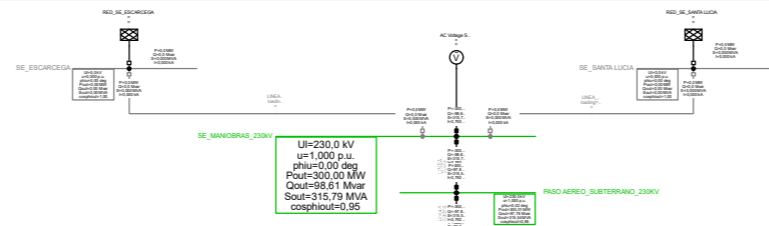
Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC

P-Q Diagram

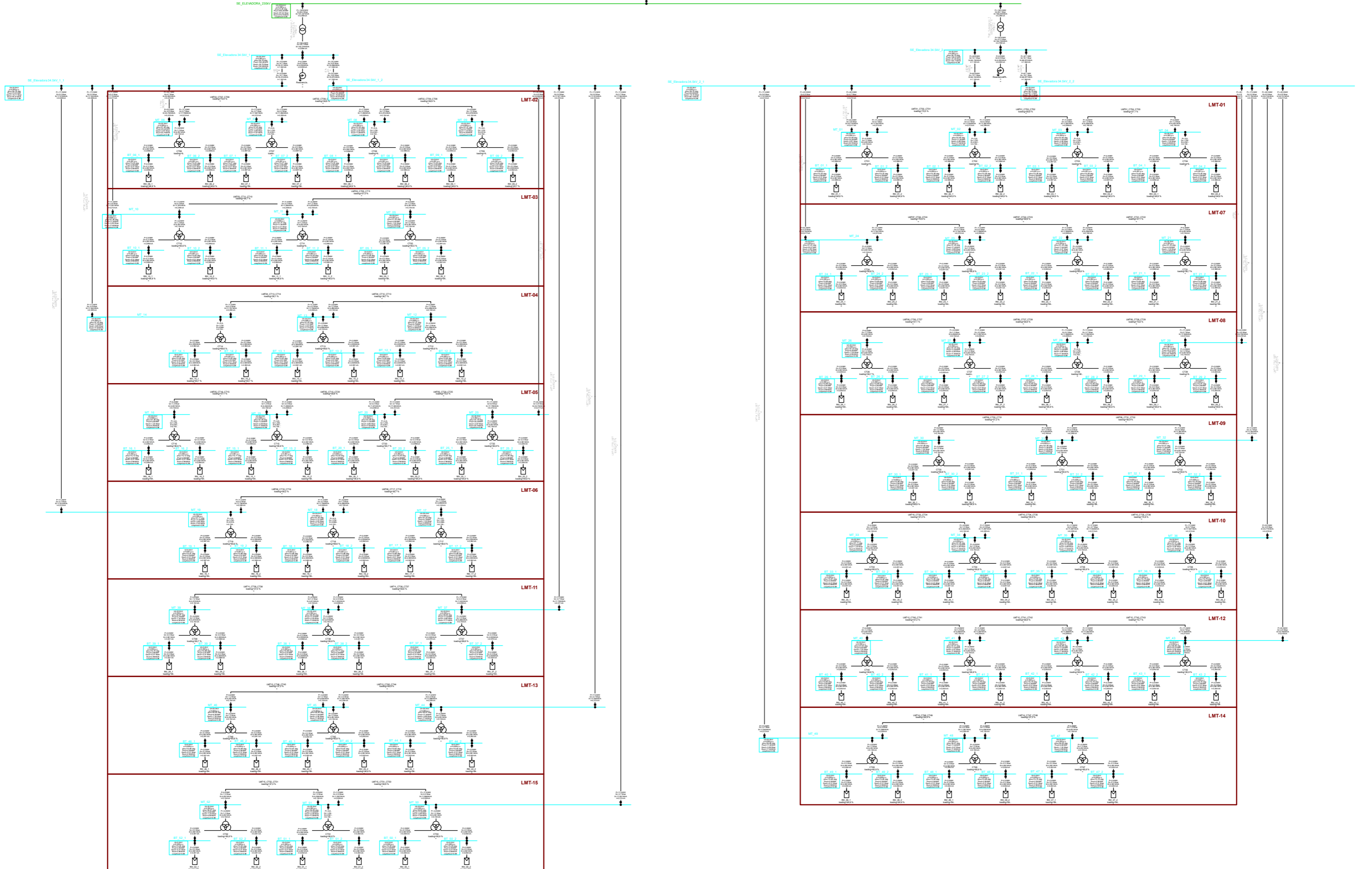
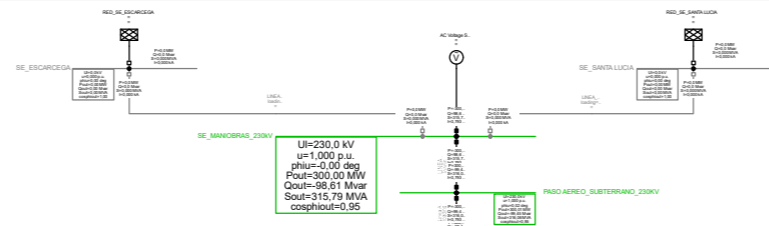
SUNGROW SG3125HV-30

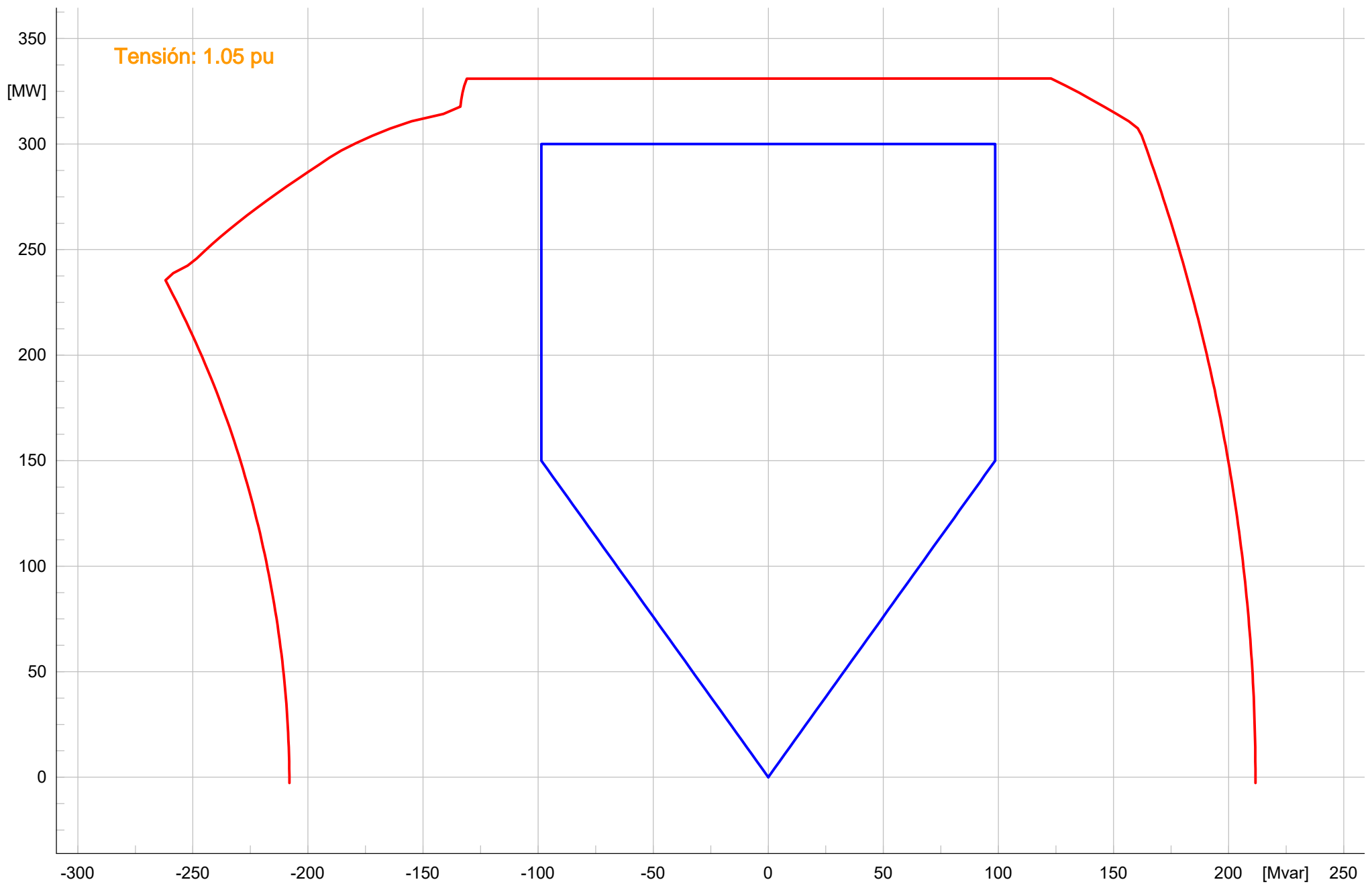
104 UNIDADES

V_POI = 1,00 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (CAPACITIVO)



V_POI = 1,00 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (INDUCTIVO)





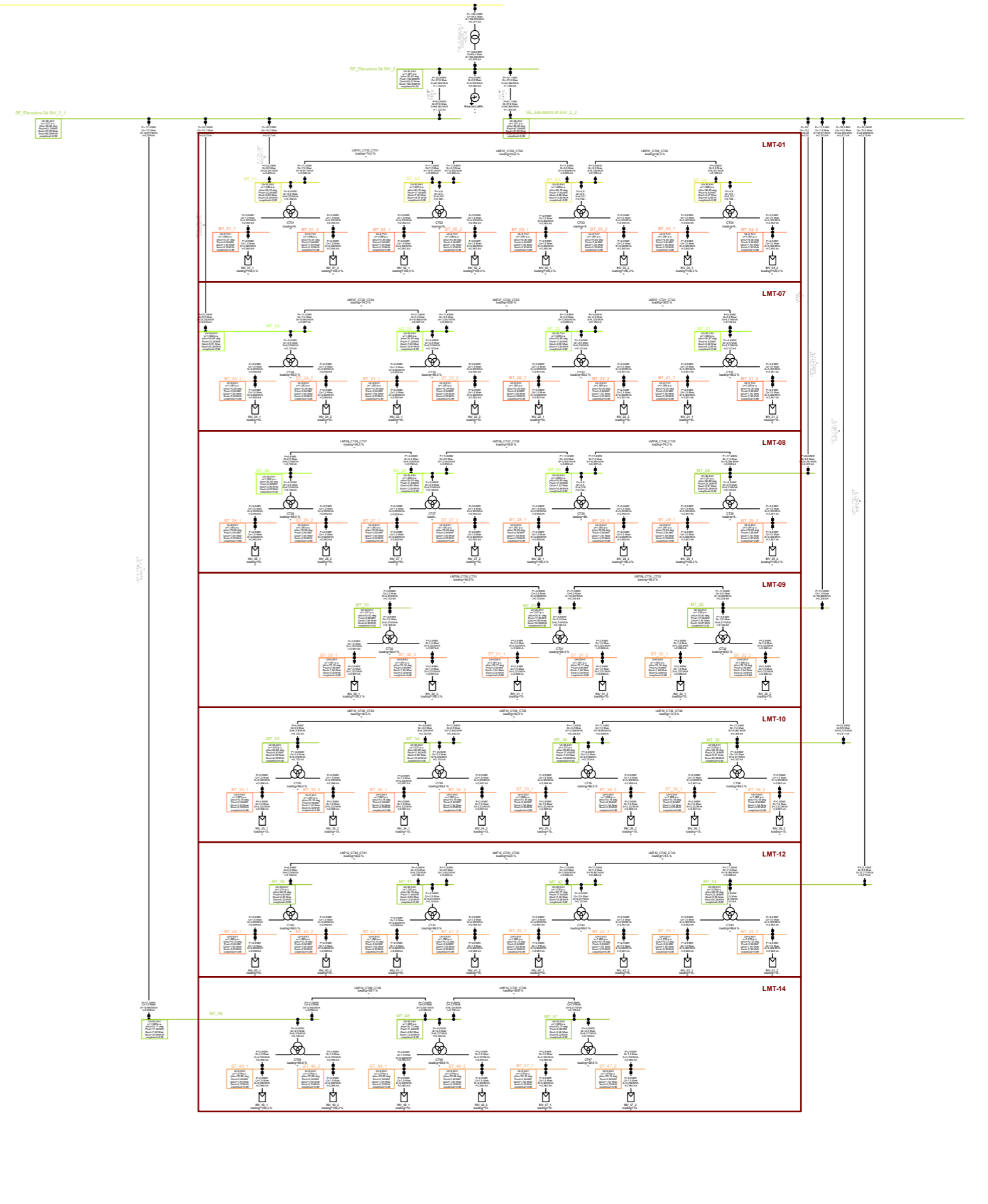
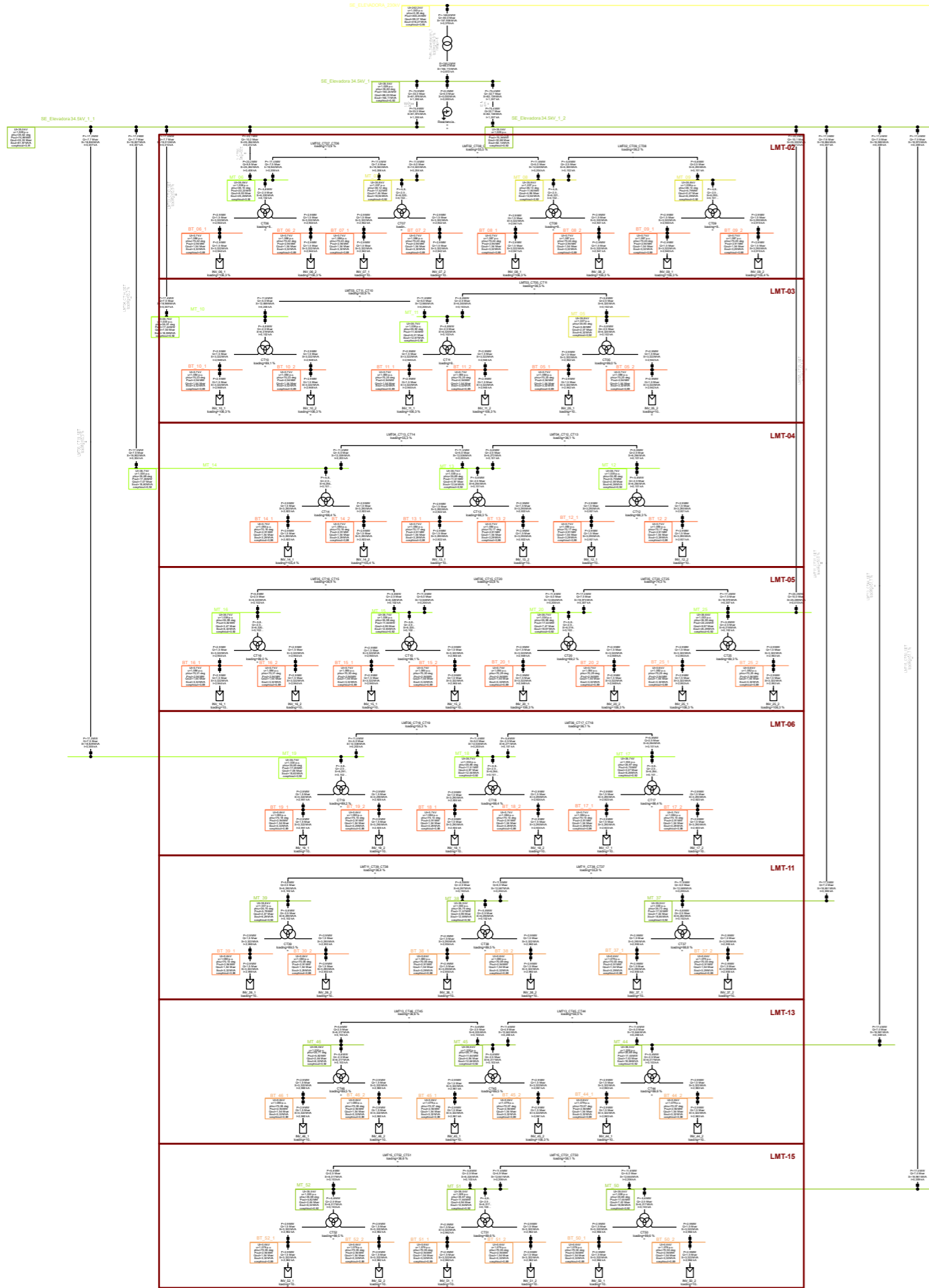
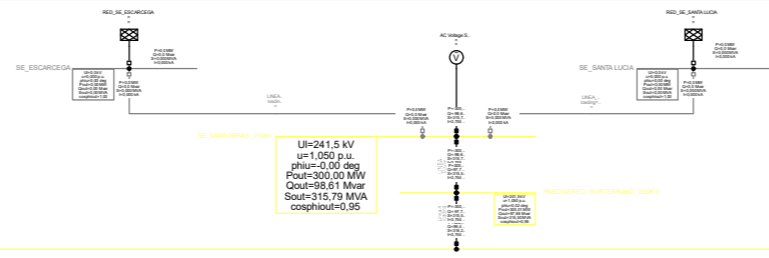
— Active power reference value in MW, Example P and Q
 — Power Plant PQ Diagram (EN): Reactive power at PoC | Active power at PoC

P-Q Diagram

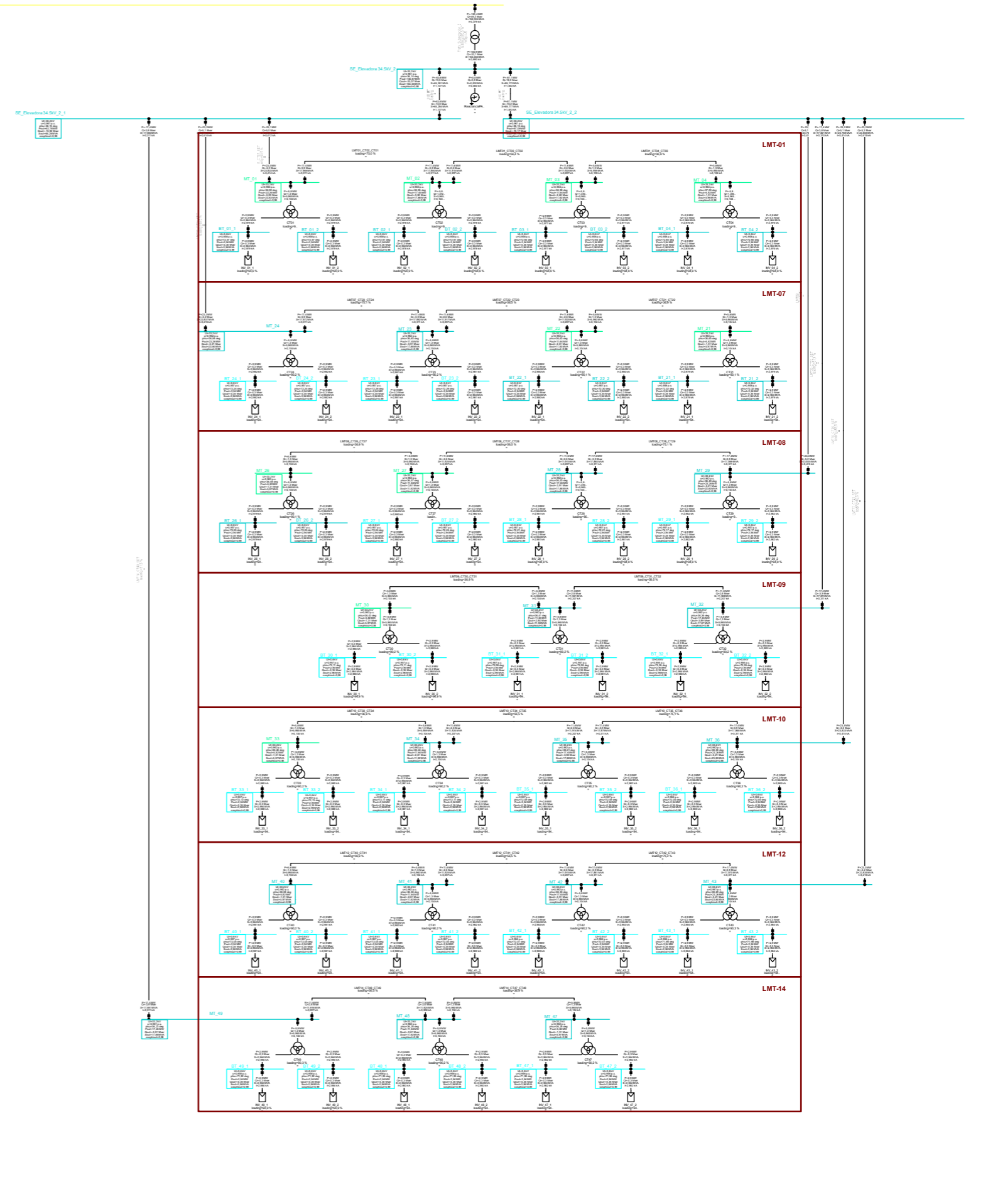
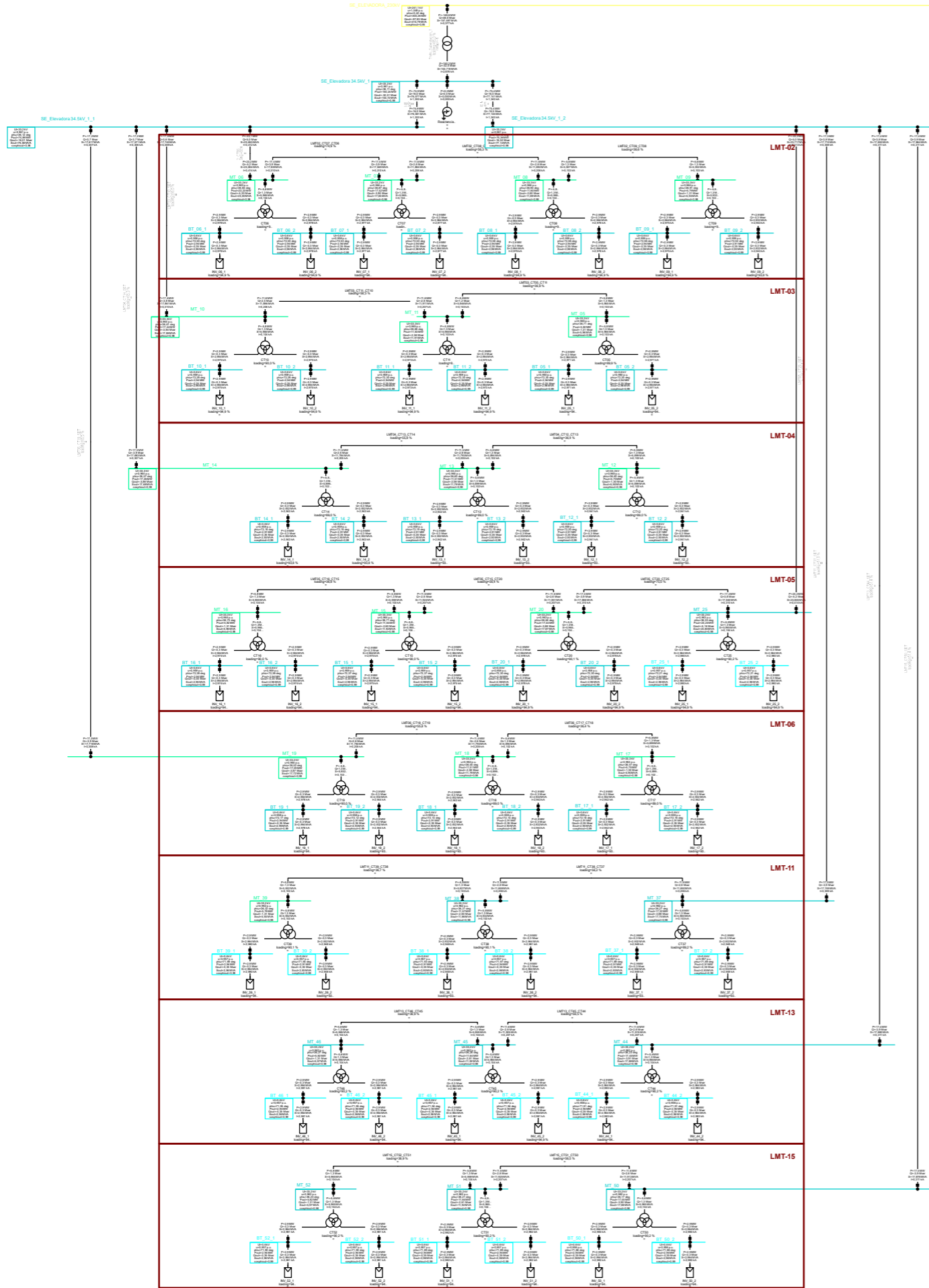
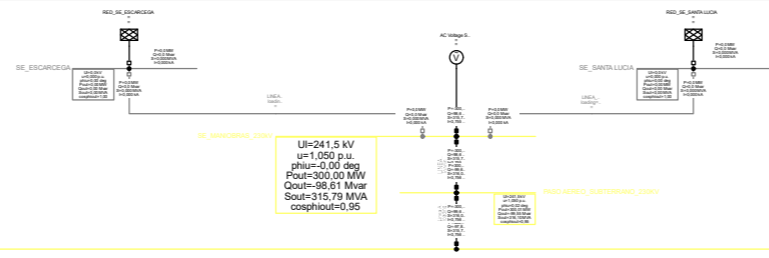
SUNGROW SG3125HV-30

104 UNIDADES

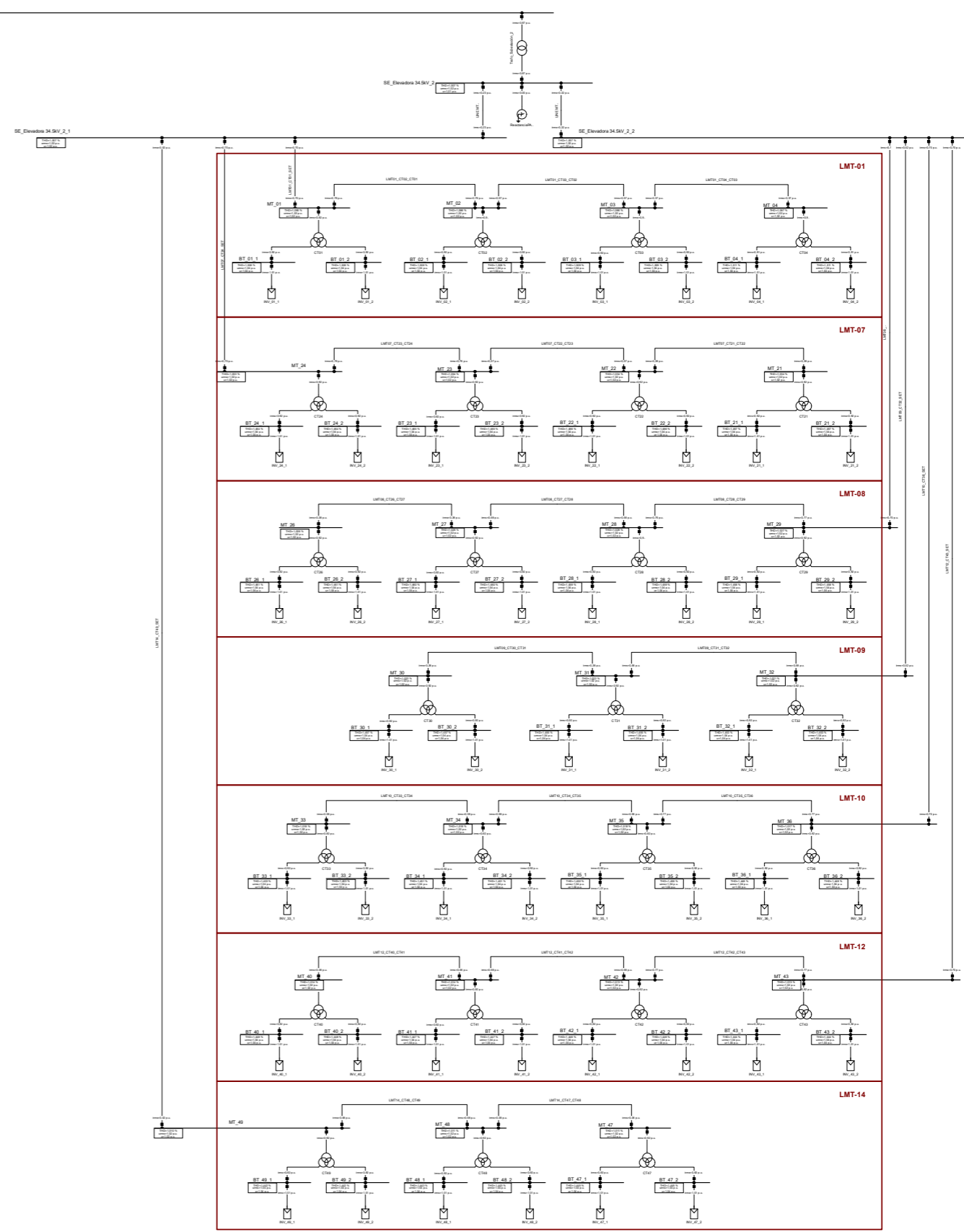
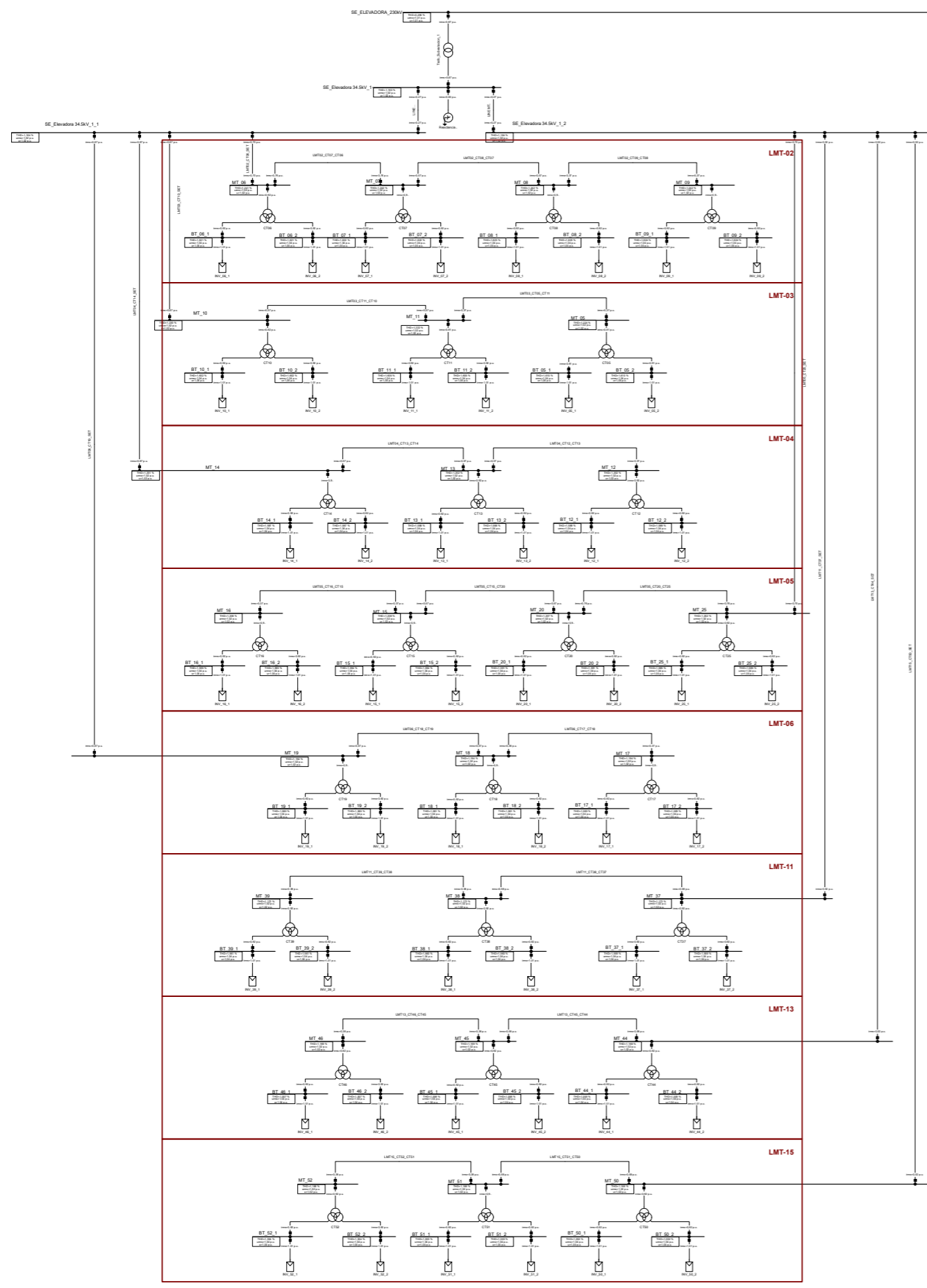
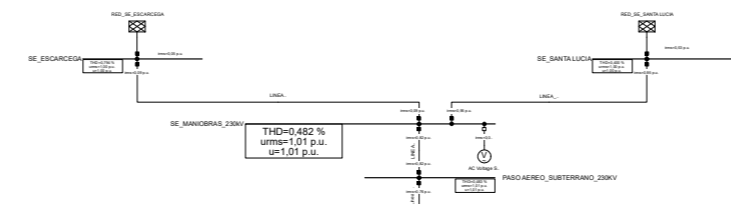
V_POI = 1,05 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (CAPACITIVO)

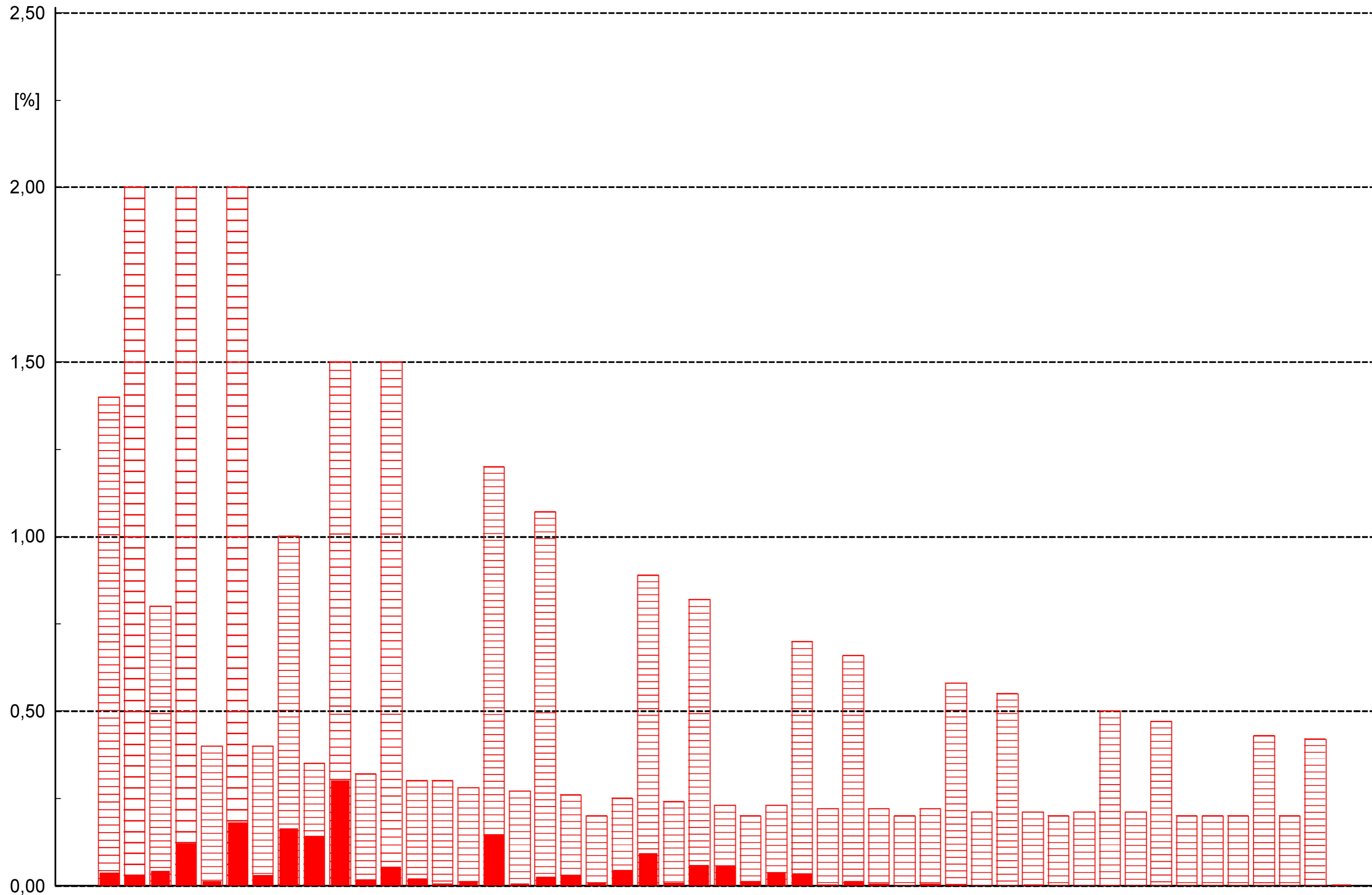


V_POI = 1,05 pu ; P = 300MW ; PF = 0,95 (INDUCTIVO)



ANÁLISIS DE ARMÓNICOS





SE MANIOBRAS 230kV HD

ANEXO III – REPORTE ETAP

Project:
Location: MEXICO
Contract:
Engineer:

ETAP
19.5.0C

Study Case: TFM

Page: 1
Date: 11-21-2021
SN:
Filename: PAT

Finite Element Method

Number of Ground Conductors: 495
Number of Ground Rods: 208
Total Length of Ground Conductors: 53295.00 m
Total Length of Ground Rods: 416.00 m
Total Computational Time: 11.00 minutes

Frequency: 60,0
Unit System: Metric
Project Filename: PAT

Project:
Location: MEXICO
Contract:
Engineer:

ETAP
19.5.0C

Study Case: TFM

Page: 2
Date: 11-21-2021
SN:
Filename: PAT

Ground Grid Input Data

System Data

Freq. Hz	Weight kg	Ambient Temp. °C	Short-Circuit Current			Fault Duration (Seconds)			Plot Step m	Extended Boundary Length m	
			Total Fault Current kA	Sf Division Factor %	Cp Projection Factor %	Tf for Total Fault Duration	Tc for Sizing Ground Conductors	Ts for Available Body Current			
60.0	70	40.80	10.093	1.00	100.0	100.0	0.50	0.50	0.50	3.0	3.00

Soil Data

Surface Material			Upper Layer Soil			Lower Layer Soil	
Material Type	Resistivity ohm.m	Depth m	Material Type	Resistivity ohm.m	Depth m	Material Type	Resistivity ohm.m
Clean limestone	23.0	0.100	Moist soil	23.0	50.00	Moist soil	23.0

Material Constants

Conductor/Rod	Type	Conductivity %	α_r Factor @ 20 °C 1/°C	K0 @ 0 °C	Fusing Temperature °C	Resistivity of Ground Conductor @ 20°C micro ohm.cm	Thermal Capacity Per Unit Volume J/(cm³.°C)
Conductor	Copper, commercial hard-drawn	97.0	0.00381	242.0	1084.0	1.78	3.42
Rod	Copper-clad steel rod	20.0	0.00378	245.0	1084.0	8.62	3.85

Conductor Data

Label	Type	mm²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C1	Copper, commercial hard-drawn	50	1473.63	1637.75	0.80	1219.26	1637.75	0.80	254.37	NO	10.00
C10	Copper, commercial hard-drawn	50	1353.56	1644.82	0.80	1353.56	1653.27	0.80	8.45	NO	10.00
C100	Copper, commercial hard-drawn	50	1135.11	908.61	0.80	1149.26	908.61	0.80	14.15	NO	10.00
C101	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.26	908.61	0.80	1149.26	917.05	0.80	8.45	NO	10.00
C102	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.26	917.05	0.80	1135.11	917.05	0.80	14.15	NO	10.00
C103	Copper, commercial hard-drawn	50	1135.11	917.05	0.80	1135.11	908.61	0.80	8.44	NO	10.00
C104	Copper, commercial hard-drawn	50	2256.22	443.54	0.80	2270.36	435.10	0.80	16.48	NO	10.00
C105	Copper, commercial hard-drawn	50	2256.22	435.10	0.80	2270.36	443.55	0.80	16.48	NO	10.00
C106	Copper, commercial hard-drawn	50	2256.22	435.10	0.80	2270.36	435.10	0.80	14.15	NO	10.00
C107	Copper, commercial hard-drawn	50	2270.36	435.10	0.80	2270.36	443.55	0.80	8.45	NO	10.00
C108	Copper, commercial hard-drawn	50	2270.36	443.55	0.80	2256.22	443.54	0.80	14.15	NO	10.00
C109	Copper, commercial hard-drawn	50	2256.22	443.54	0.80	2256.22	435.10	0.80	8.44	NO	10.00
C11	Copper, commercial hard-drawn	50	1353.56	1653.27	0.80	1339.41	1653.27	0.80	14.15	NO	10.00
C110	Copper, commercial hard-drawn	50	2016.22	443.54	0.80	2030.36	435.10	0.80	16.48	NO	10.00
C111	Copper, commercial hard-drawn	50	2016.22	435.10	0.80	2030.36	443.55	0.80	16.48	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 3
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C112	Copper, commercial hard-drawn	50	2016.22	435.10	0.80	2030.36	435.10	0.80	14.15	NO	10.00
C113	Copper, commercial hard-drawn	50	2030.36	435.10	0.80	2030.36	443.55	0.80	8.45	NO	10.00
C114	Copper, commercial hard-drawn	50	2030.36	443.55	0.80	2016.22	443.54	0.80	14.15	NO	10.00
C115	Copper, commercial hard-drawn	50	2016.22	443.54	0.80	2016.22	435.10	0.80	8.44	NO	10.00
C116	Copper, commercial hard-drawn	50	1776.22	443.54	0.80	1790.36	435.10	0.80	16.48	NO	10.00
C117	Copper, commercial hard-drawn	50	1776.22	435.10	0.80	1790.36	443.55	0.80	16.48	NO	10.00
C118	Copper, commercial hard-drawn	50	1776.22	435.10	0.80	1790.36	435.10	0.80	14.15	NO	10.00
C119	Copper, commercial hard-drawn	50	1790.36	435.10	0.80	1790.36	443.55	0.80	8.45	NO	10.00
C12	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.41	1653.27	0.80	1339.41	1644.82	0.80	8.44	NO	10.00
C120	Copper, commercial hard-drawn	50	1790.36	443.55	0.80	1776.22	443.54	0.80	14.15	NO	10.00
C121	Copper, commercial hard-drawn	50	1776.22	443.54	0.80	1776.22	435.10	0.80	8.44	NO	10.00
C122	Copper, commercial hard-drawn	50	1536.22	443.54	0.80	1550.36	435.10	0.80	16.48	NO	10.00
C123	Copper, commercial hard-drawn	50	1536.22	435.10	0.80	1550.36	443.55	0.80	16.48	NO	10.00
C124	Copper, commercial hard-drawn	50	1536.22	435.10	0.80	1550.36	435.10	0.80	14.15	NO	10.00
C125	Copper, commercial hard-drawn	50	1550.36	435.10	0.80	1550.36	443.55	0.80	8.45	NO	10.00
C126	Copper, commercial hard-drawn	50	1550.36	443.55	0.80	1536.22	443.54	0.80	14.15	NO	10.00
C127	Copper, commercial hard-drawn	50	1536.22	443.54	0.80	1536.22	435.10	0.80	8.44	NO	10.00
C128	Copper, commercial hard-drawn	50	2259.01	428.06	0.80	2259.01	435.10	0.80	7.05	NO	10.00
C129	Copper, commercial hard-drawn	50	2019.01	428.06	0.80	2019.01	435.10	0.80	7.05	NO	10.00
C13	Copper, commercial hard-drawn	50	1051.40	1653.27	0.80	1065.55	1644.82	0.80	16.47	NO	10.00
C130	Copper, commercial hard-drawn	50	1779.01	428.06	0.80	1779.01	435.10	0.80	7.05	NO	10.00
C131	Copper, commercial hard-drawn	50	1539.01	428.06	0.80	1539.01	435.10	0.80	7.05	NO	10.00
C132	Copper, commercial hard-drawn	50	1299.01	428.06	0.80	1299.01	435.10	0.80	7.05	NO	10.00
C133	Copper, commercial hard-drawn	50	1296.22	443.54	0.80	1310.36	435.10	0.80	16.48	NO	10.00
C134	Copper, commercial hard-drawn	50	1296.22	435.10	0.80	1310.36	443.55	0.80	16.48	NO	10.00
C135	Copper, commercial hard-drawn	50	1296.22	435.10	0.80	1310.36	435.10	0.80	14.15	NO	10.00
C136	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.36	435.10	0.80	1310.36	443.55	0.80	8.45	NO	10.00
C137	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.36	443.55	0.80	1296.22	443.54	0.80	14.15	NO	10.00
C138	Copper, commercial hard-drawn	50	1296.22	443.54	0.80	1296.22	435.10	0.80	8.44	NO	10.00
C139	Copper, commercial hard-drawn	50	2428.73	428.06	0.80	1185.53	428.06	0.80	1243.20	NO	10.00
C14	Copper, commercial hard-drawn	50	1051.40	1644.82	0.80	1065.55	1653.27	0.80	16.48	NO	10.00
C140	Copper, commercial hard-drawn	50	2030.36	436.10	0.80	2256.22	436.10	0.80	225.85	NO	10.00
C141	Copper, commercial hard-drawn	50	1790.36	436.10	0.80	2016.22	436.10	0.80	225.85	NO	10.00
C142	Copper, commercial hard-drawn	50	1550.36	436.10	0.80	1776.22	436.10	0.80	225.85	NO	10.00
C143	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.36	436.10	0.80	1536.22	436.10	0.80	225.85	NO	10.00
C144	Copper, commercial hard-drawn	50	1179.48	447.55	0.80	1191.28	436.10	0.80	16.44	NO	10.00
C145	Copper, commercial hard-drawn	50	1191.28	436.10	0.80	1296.22	436.10	0.80	104.94	NO	10.00
C146	Copper, commercial hard-drawn	50	2371.09	446.06	0.80	1185.53	446.06	0.80	1185.57	NO	10.00
C147	Copper, commercial hard-drawn	50	1185.53	446.06	0.80	1179.48	447.55	0.80	6.23	NO	10.00
C148	Copper, commercial hard-drawn	50	1185.56	22.93	0.80	1179.48	24.39	0.80	6.26	NO	10.00
C149	Copper, commercial hard-drawn	50	2184.31	4.90	0.80	2184.32	11.97	0.80	7.07	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 4
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C15	Copper, commercial hard-drawn	50	1051.40	1644.82	0.80	1065.55	1644.82	0.80	14.15	NO	10.00
C150	Copper, commercial hard-drawn	50	1909.74	4.97	0.80	1909.74	12.02	0.80	7.05	NO	10.00
C151	Copper, commercial hard-drawn	50	1639.32	4.97	0.80	1639.32	12.01	0.80	7.05	NO	10.00
C152	Copper, commercial hard-drawn	50	1070.18	1240.03	0.80	1190.14	1240.03	0.80	119.96	NO	10.00
C153	Copper, commercial hard-drawn	50	1190.14	1240.03	0.80	1202.14	1250.44	0.80	15.88	NO	10.00
C154	Copper, commercial hard-drawn	50	1202.14	1250.44	0.80	1202.14	2671.48	0.80	1421.05	NO	10.00
C155	Copper, commercial hard-drawn	50	1212.14	921.59	0.80	1212.14	2675.35	0.80	1753.76	NO	10.00
C156	Copper, commercial hard-drawn	50	1179.48	647.48	0.80	1212.14	786.46	0.80	142.76	NO	10.00
C157	Copper, commercial hard-drawn	50	1212.14	786.46	0.80	1212.14	921.59	0.80	135.13	NO	10.00
C158	Copper, commercial hard-drawn	50	1332.49	12.97	0.80	1191.28	12.97	0.80	141.22	NO	10.00
C159	Copper, commercial hard-drawn	50	1191.28	12.97	0.80	1179.48	24.39	0.80	16.42	NO	10.00
C16	Copper, commercial hard-drawn	50	1065.55	1644.82	0.80	1065.55	1653.27	0.80	8.45	NO	10.00
C160	Copper, commercial hard-drawn	50	1179.48	24.39	0.80	1179.48	647.48	0.80	623.10	NO	10.00
C161	Copper, commercial hard-drawn	50	1637.42	12.97	0.80	1346.64	12.97	0.80	290.79	NO	10.00
C162	Copper, commercial hard-drawn	50	1906.93	12.97	0.80	1651.57	12.97	0.80	255.36	NO	10.00
C163	Copper, commercial hard-drawn	50	2182.44	12.95	0.80	1921.07	12.99	0.80	261.37	NO	10.00
C164	Copper, commercial hard-drawn	50	1336.13	4.93	0.80	1336.13	11.97	0.80	7.05	NO	10.00
C165	Copper, commercial hard-drawn	50	1185.53	4.93	0.80	2184.31	4.90	0.80	998.79	NO	10.00
C166	Copper, commercial hard-drawn	50	2457.51	22.93	0.80	1185.53	22.93	0.80	1271.99	NO	10.00
C167	Copper, commercial hard-drawn	50	2182.44	20.41	0.80	2196.59	11.97	0.80	16.48	NO	10.00
C168	Copper, commercial hard-drawn	50	2182.44	11.97	0.80	2196.59	20.42	0.80	16.48	NO	10.00
C169	Copper, commercial hard-drawn	50	2182.44	11.97	0.80	2196.59	11.97	0.80	14.15	NO	10.00
C17	Copper, commercial hard-drawn	50	1065.55	1653.27	0.80	1051.40	1653.27	0.80	14.15	NO	10.00
C170	Copper, commercial hard-drawn	50	2196.59	11.97	0.80	2196.59	20.42	0.80	8.45	NO	10.00
C171	Copper, commercial hard-drawn	50	2196.59	20.42	0.80	2182.44	20.41	0.80	14.15	NO	10.00
C172	Copper, commercial hard-drawn	50	2182.44	20.41	0.80	2182.44	11.97	0.80	8.44	NO	10.00
C173	Copper, commercial hard-drawn	50	1906.93	20.41	0.80	1921.07	11.97	0.80	16.48	NO	10.00
C174	Copper, commercial hard-drawn	50	1906.93	11.97	0.80	1921.07	20.42	0.80	16.48	NO	10.00
C175	Copper, commercial hard-drawn	50	1906.93	11.97	0.80	1921.07	11.97	0.80	14.15	NO	10.00
C176	Copper, commercial hard-drawn	50	1921.07	11.97	0.80	1921.07	20.42	0.80	8.45	NO	10.00
C177	Copper, commercial hard-drawn	50	1921.07	20.42	0.80	1906.93	20.41	0.80	14.15	NO	10.00
C178	Copper, commercial hard-drawn	50	1906.93	20.41	0.80	1906.93	11.97	0.80	8.44	NO	10.00
C179	Copper, commercial hard-drawn	50	1637.42	20.41	0.80	1651.57	11.97	0.80	16.48	NO	10.00
C18	Copper, commercial hard-drawn	50	1051.40	1653.27	0.80	1051.40	1644.82	0.80	8.44	NO	10.00
C180	Copper, commercial hard-drawn	50	1637.42	11.97	0.80	1651.57	20.42	0.80	16.48	NO	10.00
C181	Copper, commercial hard-drawn	50	1637.42	11.97	0.80	1651.57	11.97	0.80	14.15	NO	10.00
C182	Copper, commercial hard-drawn	50	1651.57	11.97	0.80	1651.57	20.42	0.80	8.45	NO	10.00
C183	Copper, commercial hard-drawn	50	1651.57	20.42	0.80	1637.42	20.41	0.80	14.15	NO	10.00
C184	Copper, commercial hard-drawn	50	1637.42	20.41	0.80	1637.42	11.97	0.80	8.44	NO	10.00
C185	Copper, commercial hard-drawn	50	1332.49	20.41	0.80	1346.64	11.97	0.80	16.48	NO	10.00
C186	Copper, commercial hard-drawn	50	1332.49	11.97	0.80	1346.64	20.42	0.80	16.48	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 5
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C187	Copper, commercial hard-drawn	50	1332.49	11.97	0.80	1346.64	11.97	0.80	14.15	NO	10.00
C188	Copper, commercial hard-drawn	50	1346.64	11.97	0.80	1346.64	20.42	0.80	8.45	NO	10.00
C189	Copper, commercial hard-drawn	50	1346.64	20.42	0.80	1332.49	20.41	0.80	14.15	NO	10.00
C19	Copper, commercial hard-drawn	50	773.00	1653.27	0.80	787.15	1644.82	0.80	16.47	NO	10.00
C190	Copper, commercial hard-drawn	50	1332.49	20.41	0.80	1332.49	11.97	0.80	8.44	NO	10.00
C191	Copper, commercial hard-drawn	50	956.58	2891.37	0.80	956.58	2898.38	0.80	7.01	NO	10.00
C192	Copper, commercial hard-drawn	50	144.99	2891.37	0.80	144.99	2898.38	0.80	7.01	NO	10.00
C193	Copper, commercial hard-drawn	50	142.28	2906.82	0.80	156.43	2898.38	0.80	16.48	NO	10.00
C194	Copper, commercial hard-drawn	50	142.28	2898.38	0.80	156.43	2906.82	0.80	16.48	NO	10.00
C195	Copper, commercial hard-drawn	50	142.28	2898.38	0.80	156.43	2898.38	0.80	14.15	NO	10.00
C196	Copper, commercial hard-drawn	50	156.43	2898.38	0.80	156.43	2906.82	0.80	8.45	NO	10.00
C197	Copper, commercial hard-drawn	50	156.43	2906.82	0.80	142.28	2906.82	0.80	14.15	NO	10.00
C198	Copper, commercial hard-drawn	50	142.28	2906.82	0.80	142.28	2898.38	0.80	8.44	NO	10.00
C199	Copper, commercial hard-drawn	50	581.15	2906.82	0.80	595.30	2898.38	0.80	16.48	NO	10.00
C2	Copper, commercial hard-drawn	50	1212.14	1656.28	0.80	1219.18	1655.68	0.80	7.07	NO	10.00
C20	Copper, commercial hard-drawn	50	773.00	1644.82	0.80	787.15	1653.27	0.80	16.48	NO	10.00
C200	Copper, commercial hard-drawn	50	581.15	2898.38	0.80	595.30	2906.82	0.80	16.48	NO	10.00
C201	Copper, commercial hard-drawn	50	581.15	2898.38	0.80	595.30	2898.38	0.80	14.15	NO	10.00
C202	Copper, commercial hard-drawn	50	595.30	2898.38	0.80	595.30	2906.82	0.80	8.45	NO	10.00
C203	Copper, commercial hard-drawn	50	595.30	2906.82	0.80	581.15	2906.82	0.80	14.15	NO	10.00
C204	Copper, commercial hard-drawn	50	581.15	2906.82	0.80	581.15	2898.38	0.80	8.44	NO	10.00
C205	Copper, commercial hard-drawn	50	947.13	2906.82	0.80	961.27	2898.38	0.80	16.48	NO	10.00
C206	Copper, commercial hard-drawn	50	947.13	2898.38	0.80	961.27	2906.82	0.80	16.48	NO	10.00
C207	Copper, commercial hard-drawn	50	947.13	2898.38	0.80	961.27	2898.38	0.80	14.15	NO	10.00
C208	Copper, commercial hard-drawn	50	961.27	2898.38	0.80	961.27	2906.82	0.80	8.45	NO	10.00
C209	Copper, commercial hard-drawn	50	961.27	2906.82	0.80	947.13	2906.82	0.80	14.15	NO	10.00
C21	Copper, commercial hard-drawn	50	773.00	1644.82	0.80	787.15	1644.82	0.80	14.15	NO	10.00
C210	Copper, commercial hard-drawn	50	947.13	2906.82	0.80	947.13	2898.38	0.80	8.44	NO	10.00
C211	Copper, commercial hard-drawn	50	14.33	2891.36	0.80	326.29	2891.38	0.80	311.96	NO	10.00
C212	Copper, commercial hard-drawn	50	9.55	2908.33	0.80	1151.93	2908.37	0.80	1142.38	NO	10.00
C213	Copper, commercial hard-drawn	50	1151.93	2908.37	0.80	1158.24	2910.38	0.80	6.62	NO	10.00
C214	Copper, commercial hard-drawn	50	581.15	2899.10	0.80	156.43	2899.10	0.80	424.72	NO	10.00
C215	Copper, commercial hard-drawn	50	947.13	2899.10	0.80	595.30	2899.10	0.80	351.83	NO	10.00
C216	Copper, commercial hard-drawn	50	1158.24	2910.38	0.80	1149.24	2899.10	0.80	14.43	NO	10.00
C217	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.24	2899.10	0.80	961.27	2899.10	0.80	187.97	NO	10.00
C218	Copper, commercial hard-drawn	50	590.39	2898.38	0.80	590.39	2891.38	0.80	7.00	NO	10.00
C219	Copper, commercial hard-drawn	50	590.39	2891.38	0.80	1151.89	2891.38	0.80	561.50	NO	10.00
C22	Copper, commercial hard-drawn	50	787.15	1644.82	0.80	787.15	1653.27	0.80	8.45	NO	10.00
C220	Copper, commercial hard-drawn	50	482.12	2471.61	0.80	482.12	2478.11	0.80	6.50	NO	10.00
C221	Copper, commercial hard-drawn	50	746.12	2471.61	0.80	746.12	2478.11	0.80	6.50	NO	10.00
C222	Copper, commercial hard-drawn	50	1010.12	2471.61	0.80	1010.12	2478.11	0.80	6.50	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 6
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C223	Copper, commercial hard-drawn	50	1307.51	2471.56	0.80	1307.51	2478.61	0.80	7.04	NO	10.00
C224	Copper, commercial hard-drawn	50	736.81	2479.10	0.80	486.95	2479.10	0.80	249.85	NO	10.00
C225	Copper, commercial hard-drawn	50	1000.80	2479.10	0.80	750.95	2479.10	0.80	249.85	NO	10.00
C226	Copper, commercial hard-drawn	50	1305.58	2479.22	0.80	1014.95	2479.10	0.80	290.63	NO	10.00
C227	Copper, commercial hard-drawn	50	1305.58	2487.05	0.80	1319.73	2478.61	0.80	16.47	NO	10.00
C228	Copper, commercial hard-drawn	50	1305.58	2478.61	0.80	1319.73	2487.06	0.80	16.48	NO	10.00
C229	Copper, commercial hard-drawn	50	1305.58	2478.61	0.80	1319.73	2478.61	0.80	14.15	NO	10.00
C23	Copper, commercial hard-drawn	50	787.15	1653.27	0.80	773.00	1653.27	0.80	14.15	NO	10.00
C230	Copper, commercial hard-drawn	50	1319.73	2478.61	0.80	1319.73	2487.06	0.80	8.45	NO	10.00
C231	Copper, commercial hard-drawn	50	1319.73	2487.06	0.80	1305.58	2487.05	0.80	14.15	NO	10.00
C232	Copper, commercial hard-drawn	50	1305.58	2487.05	0.80	1305.58	2478.61	0.80	8.44	NO	10.00
C233	Copper, commercial hard-drawn	50	1000.80	2486.55	0.80	1014.95	2478.11	0.80	16.48	NO	10.00
C234	Copper, commercial hard-drawn	50	1000.80	2478.11	0.80	1014.95	2486.56	0.80	16.48	NO	10.00
C235	Copper, commercial hard-drawn	50	1000.80	2478.11	0.80	1014.95	2478.11	0.80	14.15	NO	10.00
C236	Copper, commercial hard-drawn	50	1014.95	2478.11	0.80	1014.95	2486.56	0.80	8.45	NO	10.00
C237	Copper, commercial hard-drawn	50	1014.95	2486.56	0.80	1000.80	2486.55	0.80	14.15	NO	10.00
C238	Copper, commercial hard-drawn	50	1000.80	2486.55	0.80	1000.80	2478.11	0.80	8.44	NO	10.00
C239	Copper, commercial hard-drawn	50	736.81	2486.55	0.80	750.95	2478.11	0.80	16.47	NO	10.00
C24	Copper, commercial hard-drawn	50	773.00	1653.27	0.80	773.00	1644.82	0.80	8.44	NO	10.00
C240	Copper, commercial hard-drawn	50	736.81	2478.11	0.80	750.95	2486.56	0.80	16.48	NO	10.00
C241	Copper, commercial hard-drawn	50	736.81	2478.11	0.80	750.95	2478.11	0.80	14.15	NO	10.00
C242	Copper, commercial hard-drawn	50	750.95	2478.11	0.80	750.95	2486.56	0.80	8.45	NO	10.00
C243	Copper, commercial hard-drawn	50	750.95	2486.56	0.80	736.81	2486.55	0.80	14.15	NO	10.00
C244	Copper, commercial hard-drawn	50	736.81	2486.55	0.80	736.81	2478.11	0.80	8.44	NO	10.00
C245	Copper, commercial hard-drawn	50	472.81	2486.55	0.80	486.95	2478.11	0.80	16.47	NO	10.00
C246	Copper, commercial hard-drawn	50	472.81	2478.11	0.80	486.95	2486.56	0.80	16.48	NO	10.00
C247	Copper, commercial hard-drawn	50	472.81	2478.11	0.80	486.95	2478.11	0.80	14.15	NO	10.00
C248	Copper, commercial hard-drawn	50	486.95	2478.11	0.80	486.95	2486.56	0.80	8.45	NO	10.00
C249	Copper, commercial hard-drawn	50	486.95	2486.56	0.80	472.81	2486.55	0.80	14.15	NO	10.00
C25	Copper, commercial hard-drawn	50	364.71	1637.78	0.80	1195.14	1637.78	0.80	830.43	NO	10.00
C250	Copper, commercial hard-drawn	50	472.81	2486.55	0.80	472.81	2478.11	0.80	8.44	NO	10.00
C251	Copper, commercial hard-drawn	50	1473.65	2488.55	0.80	345.47	2488.55	0.80	1128.18	NO	10.00
C252	Copper, commercial hard-drawn	50	350.31	2471.61	0.80	1473.65	2471.61	0.80	1123.34	NO	10.00
C253	Copper, commercial hard-drawn	50	225.54	2068.10	0.80	1195.10	2068.10	0.80	969.56	NO	10.00
C254	Copper, commercial hard-drawn	50	1195.10	2068.10	0.80	1202.14	2069.99	0.80	7.29	NO	10.00
C255	Copper, commercial hard-drawn	50	225.54	2051.13	0.80	1195.11	2051.13	0.80	969.57	NO	10.00
C256	Copper, commercial hard-drawn	50	1074.99	2058.92	0.80	1190.14	2058.92	0.80	115.16	NO	10.00
C257	Copper, commercial hard-drawn	50	1190.14	2058.92	0.80	1202.14	2069.99	0.80	16.32	NO	10.00
C258	Copper, commercial hard-drawn	50	825.39	2058.92	0.80	1060.85	2058.92	0.80	235.46	NO	10.00
C259	Copper, commercial hard-drawn	50	585.39	2058.92	0.80	811.24	2058.92	0.80	225.85	NO	10.00
C26	Copper, commercial hard-drawn	50	1202.14	1656.28	0.80	1195.11	1655.72	0.80	7.06	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 7
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C260	Copper, commercial hard-drawn	50	347.79	2058.92	0.80	571.24	2058.92	0.80	223.45	NO	10.00
C261	Copper, commercial hard-drawn	50	336.29	2051.11	0.80	336.29	2058.15	0.80	7.04	NO	10.00
C262	Copper, commercial hard-drawn	50	574.01	2051.11	0.80	574.01	2058.15	0.80	7.04	NO	10.00
C263	Copper, commercial hard-drawn	50	814.02	2051.15	0.80	814.01	2058.20	0.80	7.04	NO	10.00
C264	Copper, commercial hard-drawn	50	1063.52	2051.11	0.80	1063.52	2058.15	0.80	7.04	NO	10.00
C265	Copper, commercial hard-drawn	50	333.64	2066.64	0.80	347.79	2058.20	0.80	16.47	NO	10.00
C266	Copper, commercial hard-drawn	50	333.64	2058.20	0.80	347.79	2066.64	0.80	16.48	NO	10.00
C267	Copper, commercial hard-drawn	50	333.64	2058.20	0.80	347.79	2058.20	0.80	14.15	NO	10.00
C268	Copper, commercial hard-drawn	50	347.79	2058.20	0.80	347.79	2066.64	0.80	8.45	NO	10.00
C269	Copper, commercial hard-drawn	50	347.79	2066.64	0.80	333.64	2066.64	0.80	14.15	NO	10.00
C27	Copper, commercial hard-drawn	50	1195.11	1655.72	0.80	364.73	1655.72	0.80	830.38	NO	10.00
C270	Copper, commercial hard-drawn	50	333.64	2066.64	0.80	333.64	2058.20	0.80	8.44	NO	10.00
C271	Copper, commercial hard-drawn	50	571.24	2066.64	0.80	585.39	2058.20	0.80	16.47	NO	10.00
C272	Copper, commercial hard-drawn	50	571.24	2058.20	0.80	585.39	2066.64	0.80	16.48	NO	10.00
C273	Copper, commercial hard-drawn	50	571.24	2058.20	0.80	585.39	2058.20	0.80	14.15	NO	10.00
C274	Copper, commercial hard-drawn	50	585.39	2058.20	0.80	585.39	2066.64	0.80	8.45	NO	10.00
C275	Copper, commercial hard-drawn	50	585.39	2066.64	0.80	571.24	2066.64	0.80	14.15	NO	10.00
C276	Copper, commercial hard-drawn	50	571.24	2066.64	0.80	571.24	2058.20	0.80	8.44	NO	10.00
C277	Copper, commercial hard-drawn	50	811.24	2066.60	0.80	825.39	2058.15	0.80	16.48	NO	10.00
C278	Copper, commercial hard-drawn	50	811.24	2058.15	0.80	825.39	2066.60	0.80	16.48	NO	10.00
C279	Copper, commercial hard-drawn	50	811.24	2058.15	0.80	825.39	2058.15	0.80	14.15	NO	10.00
C28	Copper, commercial hard-drawn	50	1065.55	1645.82	0.80	1190.14	1645.82	0.80	124.60	NO	10.00
C280	Copper, commercial hard-drawn	50	825.39	2058.15	0.80	825.39	2066.60	0.80	8.45	NO	10.00
C281	Copper, commercial hard-drawn	50	825.39	2066.60	0.80	811.24	2066.60	0.80	14.15	NO	10.00
C282	Copper, commercial hard-drawn	50	811.24	2066.60	0.80	811.24	2058.15	0.80	8.44	NO	10.00
C283	Copper, commercial hard-drawn	50	1060.84	2066.64	0.80	1074.99	2058.20	0.80	16.48	NO	10.00
C284	Copper, commercial hard-drawn	50	1060.84	2058.20	0.80	1074.99	2066.64	0.80	16.48	NO	10.00
C285	Copper, commercial hard-drawn	50	1060.84	2058.20	0.80	1074.99	2058.20	0.80	14.15	NO	10.00
C286	Copper, commercial hard-drawn	50	1074.99	2058.20	0.80	1074.99	2066.64	0.80	8.45	NO	10.00
C287	Copper, commercial hard-drawn	50	1074.99	2066.64	0.80	1060.84	2066.64	0.80	14.15	NO	10.00
C288	Copper, commercial hard-drawn	50	1060.84	2066.64	0.80	1060.84	2058.20	0.80	8.44	NO	10.00
C289	Copper, commercial hard-drawn	50	1473.62	2068.16	0.80	1219.22	2068.16	0.80	254.41	NO	10.00
C29	Copper, commercial hard-drawn	50	1190.14	1645.82	0.80	1202.14	1656.28	0.80	15.91	NO	10.00
C290	Copper, commercial hard-drawn	50	1219.22	2068.16	0.80	1212.14	2070.13	0.80	7.34	NO	10.00
C291	Copper, commercial hard-drawn	50	1212.14	2070.13	0.80	1224.14	2058.92	0.80	16.42	NO	10.00
C292	Copper, commercial hard-drawn	50	1224.14	2058.92	0.80	1339.42	2058.92	0.80	115.27	NO	10.00
C293	Copper, commercial hard-drawn	50	1473.63	2051.13	0.80	1219.27	2051.13	0.80	254.37	NO	10.00
C294	Copper, commercial hard-drawn	50	1342.04	2051.15	0.80	1342.04	2058.20	0.80	7.04	NO	10.00
C295	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.42	2066.64	0.80	1353.56	2058.20	0.80	16.47	NO	10.00
C296	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.42	2058.20	0.80	1353.56	2066.64	0.80	16.48	NO	10.00
C297	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.42	2058.20	0.80	1353.56	2058.20	0.80	14.15	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 8
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C298	Copper, commercial hard-drawn	50	1353.56	2058.20	0.80	1353.56	2066.64	0.80	8.45	NO	10.00
C299	Copper, commercial hard-drawn	50	1353.56	2066.64	0.80	1339.42	2066.64	0.80	14.15	NO	10.00
C3	Copper, commercial hard-drawn	50	1219.18	1655.68	0.80	1473.63	1655.68	0.80	254.44	NO	10.00
C30	Copper, commercial hard-drawn	50	787.15	1645.82	0.80	1051.40	1645.82	0.80	264.25	NO	10.00
C300	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.42	2066.64	0.80	1339.42	2058.20	0.80	8.44	NO	10.00
C301	Copper, commercial hard-drawn	50	1267.86	4341.15	0.80	1267.86	4335.16	0.80	5.99	NO	10.00
C302	Copper, commercial hard-drawn	50	1267.86	4335.16	0.80	1158.24	4335.16	0.80	109.62	NO	10.00
C303	Copper, commercial hard-drawn	50	1158.24	4335.16	0.80	1158.24	2910.38	0.80	1424.78	NO	10.00
C304	Copper, commercial hard-drawn	50	1202.14	2671.48	0.80	1161.24	2743.13	0.80	82.50	NO	10.00
C305	Copper, commercial hard-drawn	50	1161.24	2743.13	0.80	1161.24	4332.16	0.80	1589.03	NO	10.00
C306	Copper, commercial hard-drawn	50	1161.24	4332.16	0.80	1270.86	4332.16	0.80	109.62	NO	10.00
C307	Copper, commercial hard-drawn	50	1270.86	4332.16	0.80	1270.86	4341.15	0.80	8.99	NO	10.00
C308	Copper, commercial hard-drawn	50	1212.14	2675.35	0.80	1171.24	2746.66	0.80	82.20	NO	10.00
C309	Copper, commercial hard-drawn	50	1171.24	2746.66	0.80	1171.24	4329.16	0.80	1582.50	NO	10.00
C31	Copper, commercial hard-drawn	50	508.75	1645.82	0.80	773.00	1645.82	0.80	264.25	NO	10.00
C310	Copper, commercial hard-drawn	50	1171.24	4329.16	0.80	1273.86	4329.16	0.80	102.62	NO	10.00
C311	Copper, commercial hard-drawn	50	1273.86	4329.16	0.80	1273.86	4341.15	0.80	11.99	NO	10.00
C312	Copper, commercial hard-drawn	50	1015.60	4144.63	0.80	1015.60	4151.63	0.80	7.00	NO	10.00
C313	Copper, commercial hard-drawn	50	751.69	4144.68	0.80	751.69	4151.68	0.80	7.00	NO	10.00
C314	Copper, commercial hard-drawn	50	497.71	4144.66	0.80	497.71	4151.66	0.80	7.00	NO	10.00
C315	Copper, commercial hard-drawn	50	232.70	4144.66	0.80	232.70	4151.66	0.80	7.00	NO	10.00
C316	Copper, commercial hard-drawn	50	748.87	4160.11	0.80	763.02	4151.66	0.80	16.48	NO	10.00
C317	Copper, commercial hard-drawn	50	748.87	4151.66	0.80	763.02	4160.11	0.80	16.48	NO	10.00
C318	Copper, commercial hard-drawn	50	748.87	4151.66	0.80	763.02	4151.66	0.80	14.15	NO	10.00
C319	Copper, commercial hard-drawn	50	763.02	4151.66	0.80	763.02	4160.11	0.80	8.45	NO	10.00
C32	Copper, commercial hard-drawn	50	497.27	1637.78	0.80	497.27	1644.82	0.80	7.04	NO	10.00
C320	Copper, commercial hard-drawn	50	763.02	4160.11	0.80	748.87	4160.11	0.80	14.15	NO	10.00
C321	Copper, commercial hard-drawn	50	748.87	4160.11	0.80	748.87	4151.66	0.80	8.44	NO	10.00
C322	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.85	4160.11	0.80	1026.99	4151.67	0.80	16.48	NO	10.00
C323	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.85	4151.67	0.80	1026.99	4160.12	0.80	16.48	NO	10.00
C324	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.85	4151.67	0.80	1026.99	4151.67	0.80	14.15	NO	10.00
C325	Copper, commercial hard-drawn	50	1026.99	4151.67	0.80	1026.99	4160.12	0.80	8.45	NO	10.00
C326	Copper, commercial hard-drawn	50	1026.99	4160.12	0.80	1012.85	4160.11	0.80	14.15	NO	10.00
C327	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.85	4160.11	0.80	1012.85	4151.67	0.80	8.44	NO	10.00
C328	Copper, commercial hard-drawn	50	496.84	4160.11	0.80	510.99	4151.66	0.80	16.48	NO	10.00
C329	Copper, commercial hard-drawn	50	496.84	4151.66	0.80	510.99	4160.11	0.80	16.48	NO	10.00
C33	Copper, commercial hard-drawn	50	1054.07	1637.78	0.80	1054.07	1644.82	0.80	7.04	NO	10.00
C330	Copper, commercial hard-drawn	50	496.84	4151.66	0.80	510.99	4151.66	0.80	14.15	NO	10.00
C331	Copper, commercial hard-drawn	50	510.99	4151.66	0.80	510.99	4160.11	0.80	8.45	NO	10.00
C332	Copper, commercial hard-drawn	50	510.99	4160.11	0.80	496.84	4160.11	0.80	14.15	NO	10.00
C333	Copper, commercial hard-drawn	50	496.84	4160.11	0.80	496.84	4151.66	0.80	8.44	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 9
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C334	Copper, commercial hard-drawn	50	229.92	4160.11	0.80	244.07	4151.66	0.80	16.47	NO	10.00
C335	Copper, commercial hard-drawn	50	229.92	4151.66	0.80	244.07	4160.11	0.80	16.48	NO	10.00
C336	Copper, commercial hard-drawn	50	229.92	4151.66	0.80	244.07	4151.66	0.80	14.15	NO	10.00
C337	Copper, commercial hard-drawn	50	244.07	4151.66	0.80	244.07	4160.11	0.80	8.45	NO	10.00
C338	Copper, commercial hard-drawn	50	244.07	4160.11	0.80	229.92	4160.11	0.80	14.15	NO	10.00
C339	Copper, commercial hard-drawn	50	229.92	4160.11	0.80	229.92	4151.66	0.80	8.44	NO	10.00
C34	Copper, commercial hard-drawn	50	775.67	1637.78	0.80	775.67	1644.82	0.80	7.04	NO	10.00
C340	Copper, commercial hard-drawn	50	496.84	4152.39	0.80	244.07	4152.39	0.80	252.77	NO	10.00
C341	Copper, commercial hard-drawn	50	748.87	4152.39	0.80	510.99	4152.39	0.80	237.88	NO	10.00
C342	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.85	4152.39	0.80	763.02	4152.39	0.80	249.83	NO	10.00
C343	Copper, commercial hard-drawn	50	1174.24	4152.39	0.80	1026.99	4152.39	0.80	147.25	NO	10.00
C344	Copper, commercial hard-drawn	50	81.52	4161.60	0.80	1151.91	4161.60	0.80	1070.40	NO	10.00
C345	Copper, commercial hard-drawn	50	1151.91	4161.60	0.80	1158.24	4163.76	0.80	6.68	NO	10.00
C346	Copper, commercial hard-drawn	50	95.89	4144.63	0.80	1151.89	4144.63	0.80	1056.00	NO	10.00
C347	Copper, commercial hard-drawn	50	95.94	3749.23	0.80	1151.93	3749.23	0.80	1055.98	NO	10.00
C348	Copper, commercial hard-drawn	50	1151.93	3749.23	0.80	1158.24	3751.19	0.80	6.61	NO	10.00
C349	Copper, commercial hard-drawn	50	482.44	3740.27	0.80	232.59	3740.29	0.80	249.85	NO	10.00
C35	Copper, commercial hard-drawn	50	494.60	1653.27	0.80	508.75	1644.82	0.80	16.47	NO	10.00
C350	Copper, commercial hard-drawn	50	746.44	3740.29	0.80	496.58	3740.29	0.80	249.85	NO	10.00
C351	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.77	3740.27	0.80	760.58	3740.29	0.80	252.19	NO	10.00
C352	Copper, commercial hard-drawn	50	1158.24	3751.19	0.80	1149.24	3740.29	0.80	14.14	NO	10.00
C353	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.24	3740.29	0.80	1026.92	3740.29	0.80	122.32	NO	10.00
C354	Copper, commercial hard-drawn	50	95.89	3732.26	0.80	1151.94	3732.29	0.80	1056.05	NO	10.00
C355	Copper, commercial hard-drawn	50	1015.48	3732.28	0.80	1015.48	3739.29	0.80	7.01	NO	10.00
C356	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.77	3747.73	0.80	1026.92	3739.29	0.80	16.48	NO	10.00
C357	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.77	3739.29	0.80	1026.92	3747.73	0.80	16.48	NO	10.00
C358	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.77	3739.29	0.80	1026.92	3739.29	0.80	14.15	NO	10.00
C359	Copper, commercial hard-drawn	50	1026.92	3739.29	0.80	1026.92	3747.73	0.80	8.45	NO	10.00
C36	Copper, commercial hard-drawn	50	494.60	1644.82	0.80	508.75	1653.27	0.80	16.48	NO	10.00
C360	Copper, commercial hard-drawn	50	1026.92	3747.73	0.80	1012.77	3747.73	0.80	14.15	NO	10.00
C361	Copper, commercial hard-drawn	50	1012.77	3747.73	0.80	1012.77	3739.29	0.80	8.44	NO	10.00
C362	Copper, commercial hard-drawn	50	749.14	3732.28	0.80	749.14	3739.29	0.80	7.01	NO	10.00
C363	Copper, commercial hard-drawn	50	746.44	3747.73	0.80	760.58	3739.29	0.80	16.47	NO	10.00
C364	Copper, commercial hard-drawn	50	746.44	3739.29	0.80	760.58	3747.73	0.80	16.48	NO	10.00
C365	Copper, commercial hard-drawn	50	746.44	3739.29	0.80	760.58	3739.29	0.80	14.15	NO	10.00
C366	Copper, commercial hard-drawn	50	760.58	3739.29	0.80	760.58	3747.73	0.80	8.45	NO	10.00
C367	Copper, commercial hard-drawn	50	760.58	3747.73	0.80	746.44	3747.73	0.80	14.15	NO	10.00
C368	Copper, commercial hard-drawn	50	746.44	3747.73	0.80	746.44	3739.29	0.80	8.44	NO	10.00
C369	Copper, commercial hard-drawn	50	485.14	3732.28	0.80	485.14	3739.29	0.80	7.01	NO	10.00
C37	Copper, commercial hard-drawn	50	494.60	1644.82	0.80	508.75	1644.82	0.80	14.15	NO	10.00
C370	Copper, commercial hard-drawn	50	482.44	3747.73	0.80	496.58	3739.29	0.80	16.47	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 10
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C371	Copper, commercial hard-drawn	50	482.44	3739.29	0.80	496.58	3747.73	0.80	16.48	NO	10.00
C372	Copper, commercial hard-drawn	50	482.44	3739.29	0.80	496.58	3739.29	0.80	14.15	NO	10.00
C373	Copper, commercial hard-drawn	50	496.58	3739.29	0.80	496.58	3747.73	0.80	8.45	NO	10.00
C374	Copper, commercial hard-drawn	50	496.58	3747.73	0.80	482.44	3747.73	0.80	14.15	NO	10.00
C375	Copper, commercial hard-drawn	50	482.44	3747.73	0.80	482.44	3739.29	0.80	8.44	NO	10.00
C376	Copper, commercial hard-drawn	50	221.15	3732.28	0.80	221.15	3739.29	0.80	7.01	NO	10.00
C377	Copper, commercial hard-drawn	50	218.44	3747.73	0.80	232.59	3739.29	0.80	16.47	NO	10.00
C378	Copper, commercial hard-drawn	50	218.44	3739.29	0.80	232.59	3747.73	0.80	16.48	NO	10.00
C379	Copper, commercial hard-drawn	50	218.44	3739.29	0.80	232.59	3739.29	0.80	14.15	NO	10.00
C38	Copper, commercial hard-drawn	50	508.75	1644.82	0.80	508.75	1653.27	0.80	8.45	NO	10.00
C380	Copper, commercial hard-drawn	50	232.59	3739.29	0.80	232.59	3747.73	0.80	8.45	NO	10.00
C381	Copper, commercial hard-drawn	50	232.59	3747.73	0.80	218.44	3747.73	0.80	14.15	NO	10.00
C382	Copper, commercial hard-drawn	50	218.44	3747.73	0.80	218.44	3739.29	0.80	8.44	NO	10.00
C383	Copper, commercial hard-drawn	50	1005.95	3311.82	0.80	1005.95	3318.83	0.80	7.01	NO	10.00
C384	Copper, commercial hard-drawn	50	1003.24	3327.28	0.80	1017.39	3318.83	0.80	16.47	NO	10.00
C385	Copper, commercial hard-drawn	50	1003.24	3318.83	0.80	1017.39	3327.28	0.80	16.48	NO	10.00
C386	Copper, commercial hard-drawn	50	1003.24	3318.83	0.80	1017.39	3318.83	0.80	14.15	NO	10.00
C387	Copper, commercial hard-drawn	50	1017.39	3318.83	0.80	1017.39	3327.28	0.80	8.45	NO	10.00
C388	Copper, commercial hard-drawn	50	1017.39	3327.28	0.80	1003.24	3327.28	0.80	14.15	NO	10.00
C389	Copper, commercial hard-drawn	50	1003.24	3327.28	0.80	1003.24	3318.83	0.80	8.44	NO	10.00
C39	Copper, commercial hard-drawn	50	508.75	1653.27	0.80	494.60	1653.27	0.80	14.15	NO	10.00
C390	Copper, commercial hard-drawn	50	717.95	3311.82	0.80	717.95	3318.83	0.80	7.01	NO	10.00
C391	Copper, commercial hard-drawn	50	715.24	3327.28	0.80	729.39	3318.83	0.80	16.47	NO	10.00
C392	Copper, commercial hard-drawn	50	715.24	3318.83	0.80	729.39	3327.28	0.80	16.48	NO	10.00
C393	Copper, commercial hard-drawn	50	715.24	3318.83	0.80	729.39	3318.83	0.80	14.15	NO	10.00
C394	Copper, commercial hard-drawn	50	729.39	3318.83	0.80	729.39	3327.28	0.80	8.45	NO	10.00
C395	Copper, commercial hard-drawn	50	729.39	3327.28	0.80	715.24	3327.28	0.80	14.15	NO	10.00
C396	Copper, commercial hard-drawn	50	715.24	3327.28	0.80	715.24	3318.83	0.80	8.44	NO	10.00
C397	Copper, commercial hard-drawn	50	429.95	3311.82	0.80	429.95	3318.83	0.80	7.01	NO	10.00
C398	Copper, commercial hard-drawn	50	427.24	3327.28	0.80	441.39	3318.83	0.80	16.47	NO	10.00
C399	Copper, commercial hard-drawn	50	427.24	3318.83	0.80	441.39	3327.28	0.80	16.48	NO	10.00
C4	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.41	1645.84	0.80	1224.14	1645.82	0.80	115.27	NO	10.00
C40	Copper, commercial hard-drawn	50	494.60	1653.27	0.80	494.60	1644.82	0.80	8.44	NO	10.00
C400	Copper, commercial hard-drawn	50	427.24	3318.83	0.80	441.39	3318.83	0.80	14.15	NO	10.00
C401	Copper, commercial hard-drawn	50	441.39	3318.83	0.80	441.39	3327.28	0.80	8.45	NO	10.00
C402	Copper, commercial hard-drawn	50	441.39	3327.28	0.80	427.24	3327.28	0.80	14.15	NO	10.00
C403	Copper, commercial hard-drawn	50	427.24	3327.28	0.80	427.24	3318.83	0.80	8.44	NO	10.00
C404	Copper, commercial hard-drawn	50	4.76	3328.77	0.80	1151.92	3328.84	0.80	1147.16	NO	10.00
C405	Copper, commercial hard-drawn	50	1151.92	3328.84	0.80	1158.24	3330.58	0.80	6.55	NO	10.00
C406	Copper, commercial hard-drawn	50	4.70	3311.80	0.80	1151.94	3311.84	0.80	1147.24	NO	10.00
C407	Copper, commercial hard-drawn	50	1017.39	3319.83	0.80	1149.24	3319.83	0.80	131.85	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 11
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C408	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.24	3319.83	0.80	1158.24	3330.58	0.80	14.02	NO	10.00
C409	Copper, commercial hard-drawn	50	729.39	3319.83	0.80	1003.24	3319.83	0.80	273.85	NO	10.00
C41	Copper, commercial hard-drawn	50	801.42	1240.03	0.80	1056.11	1240.05	0.80	254.69	NO	10.00
C410	Copper, commercial hard-drawn	50	441.39	3319.83	0.80	715.24	3319.83	0.80	273.85	NO	10.00
C411	Copper, commercial hard-drawn	50	153.39	3319.83	0.80	427.24	3319.83	0.80	273.85	NO	10.00
C412	Copper, commercial hard-drawn	50	141.95	3311.82	0.80	141.95	3318.83	0.80	7.01	NO	10.00
C413	Copper, commercial hard-drawn	50	139.24	3327.28	0.80	153.39	3318.83	0.80	16.47	NO	10.00
C414	Copper, commercial hard-drawn	50	139.24	3318.83	0.80	153.39	3327.28	0.80	16.48	NO	10.00
C415	Copper, commercial hard-drawn	50	139.24	3318.83	0.80	153.39	3318.83	0.80	14.15	NO	10.00
C416	Copper, commercial hard-drawn	50	153.39	3318.83	0.80	153.39	3327.28	0.80	8.45	NO	10.00
C417	Copper, commercial hard-drawn	50	153.39	3327.28	0.80	139.24	3327.28	0.80	14.15	NO	10.00
C418	Copper, commercial hard-drawn	50	139.24	3327.28	0.80	139.24	3318.83	0.80	8.44	NO	10.00
C419	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3714.51	0.80	1322.22	3714.51	0.80	259.45	NO	10.00
C42	Copper, commercial hard-drawn	50	532.67	1240.03	0.80	787.27	1240.03	0.80	254.61	NO	10.00
C420	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3714.62	0.80	1595.82	3714.51	0.80	259.45	NO	10.00
C421	Copper, commercial hard-drawn	50	1180.65	3724.39	0.80	1996.66	3724.40	0.80	816.01	NO	10.00
C422	Copper, commercial hard-drawn	50	1996.67	3706.43	0.80	1180.68	3706.43	0.80	815.99	NO	10.00
C423	Copper, commercial hard-drawn	50	1595.82	3308.71	0.80	1855.28	3308.71	0.80	259.45	NO	10.00
C424	Copper, commercial hard-drawn	50	1322.22	3308.71	0.80	1581.68	3308.71	0.80	259.45	NO	10.00
C425	Copper, commercial hard-drawn	50	1180.66	3318.66	0.80	1174.24	3317.33	0.80	6.55	NO	10.00
C426	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.75	3300.62	0.80	1310.75	3307.66	0.80	7.04	NO	10.00
C427	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3316.11	0.80	1322.22	3307.66	0.80	16.48	NO	10.00
C428	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3307.67	0.80	1322.22	3316.11	0.80	16.48	NO	10.00
C429	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3307.67	0.80	1322.22	3307.66	0.80	14.15	NO	10.00
C43	Copper, commercial hard-drawn	50	1195.14	1249.89	0.80	1202.14	1250.44	0.80	7.02	NO	10.00
C430	Copper, commercial hard-drawn	50	1322.22	3307.66	0.80	1322.22	3316.11	0.80	8.45	NO	10.00
C431	Copper, commercial hard-drawn	50	1322.22	3316.11	0.80	1308.08	3316.11	0.80	14.15	NO	10.00
C432	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3316.11	0.80	1308.08	3307.67	0.80	8.44	NO	10.00
C433	Copper, commercial hard-drawn	50	1584.35	3300.62	0.80	1584.35	3307.66	0.80	7.04	NO	10.00
C434	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3316.11	0.80	1595.82	3307.66	0.80	16.47	NO	10.00
C435	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3307.67	0.80	1595.82	3316.11	0.80	16.48	NO	10.00
C436	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3307.67	0.80	1595.82	3307.66	0.80	14.15	NO	10.00
C437	Copper, commercial hard-drawn	50	1595.82	3307.66	0.80	1595.82	3316.11	0.80	8.45	NO	10.00
C438	Copper, commercial hard-drawn	50	1595.82	3316.11	0.80	1581.68	3316.11	0.80	14.15	NO	10.00
C439	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3316.11	0.80	1581.68	3307.67	0.80	8.44	NO	10.00
C44	Copper, commercial hard-drawn	50	388.75	1249.95	0.80	1195.14	1249.89	0.80	806.39	NO	10.00
C440	Copper, commercial hard-drawn	50	1857.95	3300.62	0.80	1857.95	3307.66	0.80	7.04	NO	10.00
C441	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3316.11	0.80	1869.42	3307.66	0.80	16.47	NO	10.00
C442	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3307.67	0.80	1869.42	3316.11	0.80	16.48	NO	10.00
C443	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3307.67	0.80	1869.42	3307.66	0.80	14.15	NO	10.00
C444	Copper, commercial hard-drawn	50	1869.42	3307.66	0.80	1869.42	3316.11	0.80	8.45	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 12
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C445	Copper, commercial hard-drawn	50	1869.42	3316.11	0.80	1855.28	3316.11	0.80	14.15	NO	10.00
C446	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3316.11	0.80	1855.28	3307.67	0.80	8.44	NO	10.00
C447	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.75	3706.42	0.80	1310.75	3713.46	0.80	7.04	NO	10.00
C448	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3721.90	0.80	1322.22	3713.46	0.80	16.48	NO	10.00
C449	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3713.46	0.80	1322.22	3721.91	0.80	16.48	NO	10.00
C45	Copper, commercial hard-drawn	50	422.34	1231.96	0.80	1195.13	1231.89	0.80	772.79	NO	10.00
C450	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3713.46	0.80	1322.22	3713.46	0.80	14.15	NO	10.00
C451	Copper, commercial hard-drawn	50	1322.22	3713.46	0.80	1322.22	3721.91	0.80	8.45	NO	10.00
C452	Copper, commercial hard-drawn	50	1322.22	3721.91	0.80	1308.08	3721.90	0.80	14.15	NO	10.00
C453	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3721.90	0.80	1308.08	3713.46	0.80	8.44	NO	10.00
C454	Copper, commercial hard-drawn	50	1584.35	3706.42	0.80	1584.35	3713.46	0.80	7.04	NO	10.00
C455	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3721.90	0.80	1595.82	3713.46	0.80	16.47	NO	10.00
C456	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3713.46	0.80	1595.82	3721.91	0.80	16.48	NO	10.00
C457	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3713.46	0.80	1595.82	3713.46	0.80	14.15	NO	10.00
C458	Copper, commercial hard-drawn	50	1595.82	3713.46	0.80	1595.82	3721.91	0.80	8.45	NO	10.00
C459	Copper, commercial hard-drawn	50	1595.82	3721.91	0.80	1581.68	3721.90	0.80	14.15	NO	10.00
C46	Copper, commercial hard-drawn	50	520.27	1231.98	0.80	520.27	1239.03	0.80	7.04	NO	10.00
C460	Copper, commercial hard-drawn	50	1581.68	3721.90	0.80	1581.68	3713.46	0.80	8.44	NO	10.00
C461	Copper, commercial hard-drawn	50	1857.95	3706.42	0.80	1857.95	3713.46	0.80	7.04	NO	10.00
C462	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3721.90	0.80	1869.42	3713.46	0.80	16.47	NO	10.00
C463	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3713.46	0.80	1869.42	3721.91	0.80	16.48	NO	10.00
C464	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3713.46	0.80	1869.42	3713.46	0.80	14.15	NO	10.00
C465	Copper, commercial hard-drawn	50	1869.42	3713.46	0.80	1869.42	3721.91	0.80	8.45	NO	10.00
C466	Copper, commercial hard-drawn	50	1869.42	3721.91	0.80	1855.28	3721.90	0.80	14.15	NO	10.00
C467	Copper, commercial hard-drawn	50	1855.28	3721.90	0.80	1855.28	3713.46	0.80	8.44	NO	10.00
C468	Copper, commercial hard-drawn	50	1727.86	4129.70	0.80	1180.63	4129.69	0.80	547.22	NO	10.00
C469	Copper, commercial hard-drawn	50	1727.87	4111.66	0.80	1180.63	4111.66	0.80	547.23	NO	10.00
C47	Copper, commercial hard-drawn	50	518.52	1247.47	0.80	532.67	1239.03	0.80	16.47	NO	10.00
C470	Copper, commercial hard-drawn	50	1589.15	4111.71	0.80	1589.15	4118.76	0.80	7.04	NO	10.00
C471	Copper, commercial hard-drawn	50	1586.48	4127.20	0.80	1600.62	4118.76	0.80	16.47	NO	10.00
C472	Copper, commercial hard-drawn	50	1586.48	4118.76	0.80	1600.62	4127.20	0.80	16.48	NO	10.00
C473	Copper, commercial hard-drawn	50	1586.48	4118.76	0.80	1600.62	4118.76	0.80	14.15	NO	10.00
C474	Copper, commercial hard-drawn	50	1600.62	4118.76	0.80	1600.62	4127.20	0.80	8.45	NO	10.00
C475	Copper, commercial hard-drawn	50	1600.62	4127.20	0.80	1586.48	4127.20	0.80	14.15	NO	10.00
C476	Copper, commercial hard-drawn	50	1586.48	4127.20	0.80	1586.48	4118.76	0.80	8.44	NO	10.00
C477	Copper, commercial hard-drawn	50	1324.67	4120.28	0.80	1586.48	4120.28	0.80	261.81	NO	10.00
C478	Copper, commercial hard-drawn	50	1313.20	4111.75	0.80	1313.20	4118.80	0.80	7.04	NO	10.00
C479	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.53	4127.24	0.80	1324.67	4118.80	0.80	16.48	NO	10.00
C48	Copper, commercial hard-drawn	50	518.52	1239.03	0.80	532.67	1247.47	0.80	16.48	NO	10.00
C480	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.53	4118.80	0.80	1324.67	4127.25	0.80	16.48	NO	10.00
C481	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.53	4118.80	0.80	1324.67	4118.80	0.80	14.15	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 13
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C482	Copper, commercial hard-drawn	50	1324.67	4118.80	0.80	1324.67	4127.25	0.80	8.45	NO	10.00
C483	Copper, commercial hard-drawn	50	1324.67	4127.25	0.80	1310.53	4127.24	0.80	14.15	NO	10.00
C484	Copper, commercial hard-drawn	50	1310.53	4127.24	0.80	1310.53	4118.80	0.80	8.44	NO	10.00
C485	Copper, commercial hard-drawn	50	1180.63	4129.76	0.80	1174.24	4131.43	0.80	6.61	NO	10.00
C486	Copper, commercial hard-drawn	50	1180.63	3724.46	0.80	1174.24	3724.96	0.80	6.41	NO	10.00
C487	Copper, commercial hard-drawn	50	1174.24	4131.43	0.80	1183.24	4120.28	0.80	14.33	NO	10.00
C488	Copper, commercial hard-drawn	50	1183.24	4120.28	0.80	1310.53	4120.28	0.80	127.29	NO	10.00
C489	Copper, commercial hard-drawn	50	1276.86	4341.13	0.80	1276.86	4326.16	0.80	14.97	NO	10.00
C49	Copper, commercial hard-drawn	50	518.52	1239.03	0.80	532.67	1239.03	0.80	14.15	NO	10.00
C490	Copper, commercial hard-drawn	50	1276.86	4326.16	0.80	1174.24	4326.16	0.80	102.62	NO	10.00
C491	Copper, commercial hard-drawn	50	1174.24	4326.16	0.80	1174.24	3317.33	0.80	1008.83	NO	10.00
C492	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.12	3714.51	0.80	1183.24	3714.51	0.80	124.88	NO	10.00
C493	Copper, commercial hard-drawn	50	1183.24	3714.51	0.80	1174.24	3724.96	0.80	13.79	NO	10.00
C494	Copper, commercial hard-drawn	50	1308.08	3308.71	0.80	1183.24	3308.71	0.80	124.84	NO	10.00
C495	Copper, commercial hard-drawn	50	1183.24	3308.71	0.80	1174.24	3317.33	0.80	12.46	NO	10.00
C5	Copper, commercial hard-drawn	50	1224.14	1645.82	0.80	1212.14	1656.28	0.80	15.91	NO	10.00
C50	Copper, commercial hard-drawn	50	532.67	1239.03	0.80	532.67	1247.47	0.80	8.45	NO	10.00
C51	Copper, commercial hard-drawn	50	532.67	1247.47	0.80	518.52	1247.47	0.80	14.15	NO	10.00
C52	Copper, commercial hard-drawn	50	518.52	1247.47	0.80	518.52	1239.03	0.80	8.44	NO	10.00
C53	Copper, commercial hard-drawn	50	789.97	1231.98	0.80	789.97	1239.03	0.80	7.04	NO	10.00
C54	Copper, commercial hard-drawn	50	787.27	1247.47	0.80	801.42	1239.03	0.80	16.47	NO	10.00
C55	Copper, commercial hard-drawn	50	787.27	1239.03	0.80	801.42	1247.47	0.80	16.48	NO	10.00
C56	Copper, commercial hard-drawn	50	787.27	1239.03	0.80	801.42	1239.03	0.80	14.15	NO	10.00
C57	Copper, commercial hard-drawn	50	801.42	1239.03	0.80	801.42	1247.47	0.80	8.45	NO	10.00
C58	Copper, commercial hard-drawn	50	801.42	1247.47	0.80	787.27	1247.47	0.80	14.15	NO	10.00
C59	Copper, commercial hard-drawn	50	787.27	1247.47	0.80	787.27	1239.03	0.80	8.44	NO	10.00
C6	Copper, commercial hard-drawn	50	1342.08	1637.78	0.80	1342.08	1644.82	0.80	7.04	NO	10.00
C60	Copper, commercial hard-drawn	50	1058.80	1232.01	0.80	1058.80	1239.05	0.80	7.04	NO	10.00
C61	Copper, commercial hard-drawn	50	1056.11	1247.50	0.80	1070.26	1239.05	0.80	16.47	NO	10.00
C62	Copper, commercial hard-drawn	50	1056.11	1239.05	0.80	1070.26	1247.50	0.80	16.48	NO	10.00
C63	Copper, commercial hard-drawn	50	1056.11	1239.05	0.80	1070.26	1239.05	0.80	14.15	NO	10.00
C64	Copper, commercial hard-drawn	50	1070.26	1239.05	0.80	1070.26	1247.50	0.80	8.45	NO	10.00
C65	Copper, commercial hard-drawn	50	1070.26	1247.50	0.80	1056.11	1247.50	0.80	14.15	NO	10.00
C66	Copper, commercial hard-drawn	50	1056.11	1247.50	0.80	1056.11	1239.05	0.80	8.44	NO	10.00
C67	Copper, commercial hard-drawn	50	1606.75	1223.90	0.80	1606.75	1230.95	0.80	7.04	NO	10.00
C68	Copper, commercial hard-drawn	50	1342.75	1223.90	0.80	1342.75	1230.95	0.80	7.04	NO	10.00
C69	Copper, commercial hard-drawn	50	1742.46	1241.90	0.80	1219.28	1241.90	0.80	523.19	NO	10.00
C7	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.41	1653.27	0.80	1353.56	1644.82	0.80	16.48	NO	10.00
C70	Copper, commercial hard-drawn	50	1219.28	1241.90	0.80	1212.14	1242.36	0.80	7.15	NO	10.00
C71	Copper, commercial hard-drawn	50	1742.45	1223.83	0.80	1219.27	1223.82	0.80	523.19	NO	10.00
C72	Copper, commercial hard-drawn	50	1341.87	1231.88	0.80	1224.14	1231.88	0.80	117.72	NO	10.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 14
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Conductor Data

Label	Type	mm ²	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/m
			X	Y	Z	X	Y	Z			
C73	Copper, commercial hard-drawn	50	1224.14	1231.88	0.80	1212.14	1242.36	0.80	15.93	NO	10.00
C74	Copper, commercial hard-drawn	50	1605.87	1231.88	0.80	1356.01	1231.88	0.80	249.85	NO	10.00
C75	Copper, commercial hard-drawn	50	1605.87	1239.39	0.80	1620.01	1230.95	0.80	16.48	NO	10.00
C76	Copper, commercial hard-drawn	50	1605.87	1230.95	0.80	1620.01	1239.39	0.80	16.48	NO	10.00
C77	Copper, commercial hard-drawn	50	1605.87	1230.95	0.80	1620.01	1230.95	0.80	14.15	NO	10.00
C78	Copper, commercial hard-drawn	50	1620.01	1230.95	0.80	1620.01	1239.39	0.80	8.45	NO	10.00
C79	Copper, commercial hard-drawn	50	1620.01	1239.39	0.80	1605.87	1239.39	0.80	14.15	NO	10.00
C8	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.41	1644.82	0.80	1353.56	1653.27	0.80	16.48	NO	10.00
C80	Copper, commercial hard-drawn	50	1605.87	1239.39	0.80	1605.87	1230.95	0.80	8.44	NO	10.00
C81	Copper, commercial hard-drawn	50	1341.87	1239.39	0.80	1356.01	1230.95	0.80	16.48	NO	10.00
C82	Copper, commercial hard-drawn	50	1341.87	1230.95	0.80	1356.01	1239.39	0.80	16.48	NO	10.00
C83	Copper, commercial hard-drawn	50	1341.87	1230.95	0.80	1356.01	1230.95	0.80	14.15	NO	10.00
C84	Copper, commercial hard-drawn	50	1356.01	1230.95	0.80	1356.01	1239.39	0.80	8.45	NO	10.00
C85	Copper, commercial hard-drawn	50	1356.01	1239.39	0.80	1341.87	1239.39	0.80	14.15	NO	10.00
C86	Copper, commercial hard-drawn	50	1341.87	1239.39	0.80	1341.87	1230.95	0.80	8.44	NO	10.00
C87	Copper, commercial hard-drawn	50	1149.26	909.59	0.80	1553.40	909.59	0.80	404.14	NO	10.00
C88	Copper, commercial hard-drawn	50	1556.39	901.56	0.80	1556.39	908.60	0.80	7.05	NO	10.00
C89	Copper, commercial hard-drawn	50	1144.49	901.58	0.80	1144.49	908.63	0.80	7.05	NO	10.00
C9	Copper, commercial hard-drawn	50	1339.41	1644.82	0.80	1353.56	1644.82	0.80	14.15	NO	10.00
C90	Copper, commercial hard-drawn	50	1732.82	919.56	0.80	931.12	919.56	0.80	801.70	NO	10.00
C91	Copper, commercial hard-drawn	50	950.32	901.56	0.80	1732.80	901.56	0.80	782.48	NO	10.00
C92	Copper, commercial hard-drawn	50	1553.40	917.05	0.80	1567.55	908.61	0.80	16.48	NO	10.00
C93	Copper, commercial hard-drawn	50	1553.40	908.61	0.80	1567.55	917.05	0.80	16.48	NO	10.00
C94	Copper, commercial hard-drawn	50	1553.40	908.61	0.80	1567.55	908.61	0.80	14.15	NO	10.00
C95	Copper, commercial hard-drawn	50	1567.55	908.61	0.80	1567.55	917.05	0.80	8.45	NO	10.00
C96	Copper, commercial hard-drawn	50	1567.55	917.05	0.80	1553.40	917.05	0.80	14.15	NO	10.00
C97	Copper, commercial hard-drawn	50	1553.40	917.05	0.80	1553.40	908.61	0.80	8.44	NO	10.00
C98	Copper, commercial hard-drawn	50	1135.11	917.05	0.80	1149.26	908.61	0.80	16.47	NO	10.00
C99	Copper, commercial hard-drawn	50	1135.11	908.61	0.80	1149.26	917.05	0.80	16.48	NO	10.00

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R1	Copper-clad steel rod	1.600	1332.49	20.41	0.80	1332.49	20.41	2.80	2.00	NO	100.00
R10	Copper-clad steel rod	1.600	1921.07	20.42	0.80	1921.07	20.42	2.80	2.00	NO	100.00
R100	Copper-clad steel rod	1.600	333.64	2058.20	0.80	333.64	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R101	Copper-clad steel rod	1.600	472.81	2486.55	0.80	472.81	2486.55	2.80	2.00	NO	100.00
R102	Copper-clad steel rod	1.600	486.95	2486.56	0.80	486.95	2486.56	2.80	2.00	NO	100.00
R103	Copper-clad steel rod	1.600	486.95	2478.11	0.80	486.95	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00
R104	Copper-clad steel rod	1.600	472.81	2478.11	0.80	472.81	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 15
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R105	Copper-clad steel rod	1.600	736.81	2486.55	0.80	736.81	2486.55	2.80	2.00	NO	100.00
R106	Copper-clad steel rod	1.600	750.95	2486.56	0.80	750.95	2486.56	2.80	2.00	NO	100.00
R107	Copper-clad steel rod	1.600	750.95	2478.11	0.80	750.95	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00
R108	Copper-clad steel rod	1.600	736.81	2478.11	0.80	736.81	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00
R109	Copper-clad steel rod	1.600	1000.80	2486.55	0.80	1000.80	2486.55	2.80	2.00	NO	100.00
R11	Copper-clad steel rod	1.600	1921.07	11.97	0.80	1921.07	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R110	Copper-clad steel rod	1.600	1014.95	2486.56	0.80	1014.95	2486.56	2.80	2.00	NO	100.00
R111	Copper-clad steel rod	1.600	1014.95	2478.11	0.80	1014.95	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00
R112	Copper-clad steel rod	1.600	1000.80	2478.11	0.80	1000.80	2478.11	2.80	2.00	NO	100.00
R113	Copper-clad steel rod	1.600	1305.58	2487.05	0.80	1305.58	2487.05	2.80	2.00	NO	100.00
R114	Copper-clad steel rod	1.600	1319.73	2487.06	0.80	1319.73	2487.06	2.80	2.00	NO	100.00
R115	Copper-clad steel rod	1.600	1319.73	2478.61	0.80	1319.73	2478.61	2.80	2.00	NO	100.00
R116	Copper-clad steel rod	1.600	1305.58	2478.61	0.80	1305.58	2478.61	2.80	2.00	NO	100.00
R117	Copper-clad steel rod	1.600	142.28	2906.82	0.80	142.28	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R118	Copper-clad steel rod	1.600	156.43	2906.82	0.80	156.43	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R119	Copper-clad steel rod	1.600	156.43	2898.38	0.80	156.43	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R12	Copper-clad steel rod	1.600	1906.93	11.97	0.80	1906.93	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R120	Copper-clad steel rod	1.600	142.28	2898.38	0.80	142.28	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R121	Copper-clad steel rod	1.600	581.15	2906.82	0.80	581.15	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R122	Copper-clad steel rod	1.600	595.30	2906.82	0.80	595.30	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R123	Copper-clad steel rod	1.600	595.30	2898.38	0.80	595.30	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R124	Copper-clad steel rod	1.600	581.15	2898.38	0.80	581.15	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R125	Copper-clad steel rod	1.600	947.13	2906.82	0.80	947.13	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R126	Copper-clad steel rod	1.600	961.27	2906.82	0.80	961.27	2906.82	2.80	2.00	NO	100.00
R127	Copper-clad steel rod	1.600	961.27	2898.38	0.80	961.27	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R128	Copper-clad steel rod	1.600	947.13	2898.38	0.80	947.13	2898.38	2.80	2.00	NO	100.00
R129	Copper-clad steel rod	1.600	1855.28	3316.11	0.80	1855.28	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R13	Copper-clad steel rod	1.600	2182.44	20.41	0.80	2182.44	20.41	2.80	2.00	NO	100.00
R130	Copper-clad steel rod	1.600	1869.42	3316.11	0.80	1869.42	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R131	Copper-clad steel rod	1.600	1869.42	3307.66	0.80	1869.42	3307.66	2.80	2.00	NO	100.00
R132	Copper-clad steel rod	1.600	1855.28	3307.67	0.80	1855.28	3307.67	2.80	2.00	NO	100.00
R133	Copper-clad steel rod	1.600	1581.68	3316.11	0.80	1581.68	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R134	Copper-clad steel rod	1.600	1595.82	3316.11	0.80	1595.82	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R135	Copper-clad steel rod	1.600	1595.82	3307.66	0.80	1595.82	3307.66	2.80	2.00	NO	100.00
R136	Copper-clad steel rod	1.600	1581.68	3307.67	0.80	1581.68	3307.67	2.80	2.00	NO	100.00
R137	Copper-clad steel rod	1.600	1308.08	3316.11	0.80	1308.08	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R138	Copper-clad steel rod	1.600	1322.22	3316.11	0.80	1322.22	3316.11	2.80	2.00	NO	100.00
R139	Copper-clad steel rod	1.600	1322.22	3307.66	0.80	1322.22	3307.66	2.80	2.00	NO	100.00
R14	Copper-clad steel rod	1.600	2196.59	20.42	0.80	2196.59	20.42	2.80	2.00	NO	100.00
R140	Copper-clad steel rod	1.600	1308.08	3307.67	0.80	1308.08	3307.67	2.80	2.00	NO	100.00
R141	Copper-clad steel rod	1.600	1003.24	3327.28	0.80	1003.24	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 16
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R142	Copper-clad steel rod	1.600	1017.39	3327.28	0.80	1017.39	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R143	Copper-clad steel rod	1.600	1017.39	3318.83	0.80	1017.39	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R144	Copper-clad steel rod	1.600	1003.24	3318.83	0.80	1003.24	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R145	Copper-clad steel rod	1.600	715.24	3327.28	0.80	715.24	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R146	Copper-clad steel rod	1.600	729.39	3327.28	0.80	729.39	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R147	Copper-clad steel rod	1.600	729.39	3318.83	0.80	729.39	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R148	Copper-clad steel rod	1.600	715.24	3318.83	0.80	715.24	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R149	Copper-clad steel rod	1.600	427.24	3327.28	0.80	427.24	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R15	Copper-clad steel rod	1.600	2196.59	11.97	0.80	2196.59	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R150	Copper-clad steel rod	1.600	441.39	3327.28	0.80	441.39	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R151	Copper-clad steel rod	1.600	441.39	3318.83	0.80	441.39	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R152	Copper-clad steel rod	1.600	427.24	3318.83	0.80	427.24	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R153	Copper-clad steel rod	1.600	139.24	3327.28	0.80	139.24	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R154	Copper-clad steel rod	1.600	153.39	3327.28	0.80	153.39	3327.28	2.80	2.00	NO	100.00
R155	Copper-clad steel rod	1.600	153.39	3318.83	0.80	153.39	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R156	Copper-clad steel rod	1.600	139.24	3318.83	0.80	139.24	3318.83	2.80	2.00	NO	100.00
R157	Copper-clad steel rod	1.600	1855.28	3721.90	0.80	1855.28	3721.90	2.80	2.00	NO	100.00
R158	Copper-clad steel rod	1.600	1869.42	3721.91	0.80	1869.42	3721.91	2.80	2.00	NO	100.00
R159	Copper-clad steel rod	1.600	1869.42	3713.46	0.80	1869.42	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R16	Copper-clad steel rod	1.600	2182.44	11.97	0.80	2182.44	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R160	Copper-clad steel rod	1.600	1855.28	3713.46	0.80	1855.28	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R161	Copper-clad steel rod	1.600	1581.68	3721.90	0.80	1581.68	3721.90	2.80	2.00	NO	100.00
R162	Copper-clad steel rod	1.600	1595.82	3721.91	0.80	1595.82	3721.91	2.80	2.00	NO	100.00
R163	Copper-clad steel rod	1.600	1595.82	3713.46	0.80	1595.82	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R164	Copper-clad steel rod	1.600	1581.68	3713.46	0.80	1581.68	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R165	Copper-clad steel rod	1.600	1308.08	3721.90	0.80	1308.08	3721.90	2.80	2.00	NO	100.00
R166	Copper-clad steel rod	1.600	1322.22	3721.91	0.80	1322.22	3721.91	2.80	2.00	NO	100.00
R167	Copper-clad steel rod	1.600	1322.22	3713.46	0.80	1322.22	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R168	Copper-clad steel rod	1.600	1308.08	3713.46	0.80	1308.08	3713.46	2.80	2.00	NO	100.00
R169	Copper-clad steel rod	1.600	1012.77	3747.73	0.80	1012.77	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R17	Copper-clad steel rod	1.600	2256.22	443.54	0.80	2256.22	443.54	2.80	2.00	NO	100.00
R170	Copper-clad steel rod	1.600	1026.92	3747.73	0.80	1026.92	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R171	Copper-clad steel rod	1.600	1026.92	3739.29	0.80	1026.92	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R172	Copper-clad steel rod	1.600	1012.77	3739.29	0.80	1012.77	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R173	Copper-clad steel rod	1.600	746.44	3747.73	0.80	746.44	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R174	Copper-clad steel rod	1.600	760.58	3747.73	0.80	760.58	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R175	Copper-clad steel rod	1.600	760.58	3739.29	0.80	760.58	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R176	Copper-clad steel rod	1.600	746.44	3739.29	0.80	746.44	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R177	Copper-clad steel rod	1.600	482.44	3747.73	0.80	482.44	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R178	Copper-clad steel rod	1.600	496.58	3747.73	0.80	496.58	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R179	Copper-clad steel rod	1.600	496.58	3739.29	0.80	496.58	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 17
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R18	Copper-clad steel rod	1.600	2270.36	443.55	0.80	2270.36	443.55	2.80	2.00	NO	100.00
R180	Copper-clad steel rod	1.600	482.44	3739.29	0.80	482.44	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R181	Copper-clad steel rod	1.600	218.44	3747.73	0.80	218.44	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R182	Copper-clad steel rod	1.600	232.59	3747.73	0.80	232.59	3747.73	2.80	2.00	NO	100.00
R183	Copper-clad steel rod	1.600	232.59	3739.29	0.80	232.59	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R184	Copper-clad steel rod	1.600	218.44	3739.29	0.80	218.44	3739.29	2.80	2.00	NO	100.00
R185	Copper-clad steel rod	1.600	1586.48	4127.20	0.80	1586.48	4127.20	2.80	2.00	NO	100.00
R186	Copper-clad steel rod	1.600	1600.62	4127.20	0.80	1600.62	4127.20	2.80	2.00	NO	100.00
R187	Copper-clad steel rod	1.600	1600.62	4118.76	0.80	1600.62	4118.76	2.80	2.00	NO	100.00
R188	Copper-clad steel rod	1.600	1586.48	4118.76	0.80	1586.48	4118.76	2.80	2.00	NO	100.00
R189	Copper-clad steel rod	1.600	1310.53	4127.24	0.80	1310.53	4127.24	2.80	2.00	NO	100.00
R19	Copper-clad steel rod	1.600	2270.36	435.10	0.80	2270.36	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R190	Copper-clad steel rod	1.600	1324.67	4127.25	0.80	1324.67	4127.25	2.80	2.00	NO	100.00
R191	Copper-clad steel rod	1.600	1324.67	4118.80	0.80	1324.67	4118.80	2.80	2.00	NO	100.00
R192	Copper-clad steel rod	1.600	1310.53	4118.80	0.80	1310.53	4118.80	2.80	2.00	NO	100.00
R193	Copper-clad steel rod	1.600	1012.85	4160.11	0.80	1012.85	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R194	Copper-clad steel rod	1.600	1026.99	4160.12	0.80	1026.99	4160.12	2.80	2.00	NO	100.00
R195	Copper-clad steel rod	1.600	1026.99	4151.67	0.80	1026.99	4151.67	2.80	2.00	NO	100.00
R196	Copper-clad steel rod	1.600	1012.85	4151.67	0.80	1012.85	4151.67	2.80	2.00	NO	100.00
R197	Copper-clad steel rod	1.600	748.87	4160.11	0.80	748.87	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R198	Copper-clad steel rod	1.600	763.02	4160.11	0.80	763.02	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R199	Copper-clad steel rod	1.600	763.02	4151.66	0.80	763.02	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R2	Copper-clad steel rod	1.600	1346.64	20.42	0.80	1346.64	20.42	2.80	2.00	NO	100.00
R20	Copper-clad steel rod	1.600	2256.22	435.10	0.80	2256.22	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R200	Copper-clad steel rod	1.600	748.87	4151.66	0.80	748.87	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R201	Copper-clad steel rod	1.600	496.84	4160.11	0.80	496.84	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R202	Copper-clad steel rod	1.600	510.99	4160.11	0.80	510.99	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R203	Copper-clad steel rod	1.600	510.99	4151.66	0.80	510.99	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R204	Copper-clad steel rod	1.600	496.84	4151.66	0.80	496.84	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R205	Copper-clad steel rod	1.600	229.92	4160.11	0.80	229.92	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R206	Copper-clad steel rod	1.600	244.07	4160.11	0.80	244.07	4160.11	2.80	2.00	NO	100.00
R207	Copper-clad steel rod	1.600	244.07	4151.66	0.80	244.07	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R208	Copper-clad steel rod	1.600	229.92	4151.66	0.80	229.92	4151.66	2.80	2.00	NO	100.00
R21	Copper-clad steel rod	1.600	2016.22	443.54	0.80	2016.22	443.54	2.80	2.00	NO	100.00
R22	Copper-clad steel rod	1.600	2030.36	443.55	0.80	2030.36	443.55	2.80	2.00	NO	100.00
R23	Copper-clad steel rod	1.600	2030.36	435.10	0.80	2030.36	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R24	Copper-clad steel rod	1.600	2016.22	435.10	0.80	2016.22	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R25	Copper-clad steel rod	1.600	1536.22	443.54	0.80	1536.22	443.54	2.80	2.00	NO	100.00
R26	Copper-clad steel rod	1.600	1550.36	443.55	0.80	1550.36	443.55	2.80	2.00	NO	100.00
R27	Copper-clad steel rod	1.600	1550.36	435.10	0.80	1550.36	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R28	Copper-clad steel rod	1.600	1536.22	435.10	0.80	1536.22	435.10	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 18
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R29	Copper-clad steel rod	1.600	1776.22	443.54	0.80	1776.22	443.54	2.80	2.00	NO	100.00
R3	Copper-clad steel rod	1.600	1346.64	11.97	0.80	1346.64	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R30	Copper-clad steel rod	1.600	1790.36	443.55	0.80	1790.36	443.55	2.80	2.00	NO	100.00
R31	Copper-clad steel rod	1.600	1790.36	435.10	0.80	1790.36	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R32	Copper-clad steel rod	1.600	1776.22	435.10	0.80	1776.22	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R33	Copper-clad steel rod	1.600	1296.22	443.54	0.80	1296.22	443.54	2.80	2.00	NO	100.00
R34	Copper-clad steel rod	1.600	1310.36	443.55	0.80	1310.36	443.55	2.80	2.00	NO	100.00
R35	Copper-clad steel rod	1.600	1310.36	435.10	0.80	1310.36	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R36	Copper-clad steel rod	1.600	1296.22	435.10	0.80	1296.22	435.10	2.80	2.00	NO	100.00
R37	Copper-clad steel rod	1.600	1553.40	917.05	0.80	1553.40	917.05	2.80	2.00	NO	100.00
R38	Copper-clad steel rod	1.600	1567.55	917.05	0.80	1567.55	917.05	2.80	2.00	NO	100.00
R39	Copper-clad steel rod	1.600	1567.55	908.61	0.80	1567.55	908.61	2.80	2.00	NO	100.00
R4	Copper-clad steel rod	1.600	1332.49	11.97	0.80	1332.49	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R40	Copper-clad steel rod	1.600	1553.40	908.61	0.80	1553.40	908.61	2.80	2.00	NO	100.00
R41	Copper-clad steel rod	1.600	1135.11	917.05	0.80	1135.11	917.05	2.80	2.00	NO	100.00
R42	Copper-clad steel rod	1.600	1149.26	917.05	0.80	1149.26	917.05	2.80	2.00	NO	100.00
R43	Copper-clad steel rod	1.600	1149.26	908.61	0.80	1149.26	908.61	2.80	2.00	NO	100.00
R44	Copper-clad steel rod	1.600	1135.11	908.61	0.80	1135.11	908.61	2.80	2.00	NO	100.00
R45	Copper-clad steel rod	1.600	518.52	1247.47	0.80	518.52	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R46	Copper-clad steel rod	1.600	532.67	1247.47	0.80	532.67	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R47	Copper-clad steel rod	1.600	532.67	1239.03	0.80	532.67	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R48	Copper-clad steel rod	1.600	518.52	1239.03	0.80	518.52	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R49	Copper-clad steel rod	1.600	1056.06	1247.47	0.80	1056.06	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R5	Copper-clad steel rod	1.600	1637.42	20.41	0.80	1637.42	20.41	2.80	2.00	NO	100.00
R50	Copper-clad steel rod	1.600	1070.21	1247.47	0.80	1070.21	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R51	Copper-clad steel rod	1.600	1070.21	1239.03	0.80	1070.21	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R52	Copper-clad steel rod	1.600	1056.06	1239.03	0.80	1056.06	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R53	Copper-clad steel rod	1.600	787.27	1247.47	0.80	787.27	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R54	Copper-clad steel rod	1.600	801.42	1247.47	0.80	801.42	1247.47	2.80	2.00	NO	100.00
R55	Copper-clad steel rod	1.600	801.42	1239.03	0.80	801.42	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R56	Copper-clad steel rod	1.600	787.27	1239.03	0.80	787.27	1239.03	2.80	2.00	NO	100.00
R57	Copper-clad steel rod	1.600	1341.87	1239.39	0.80	1341.87	1239.39	2.80	2.00	NO	100.00
R58	Copper-clad steel rod	1.600	1356.01	1239.39	0.80	1356.01	1239.39	2.80	2.00	NO	100.00
R59	Copper-clad steel rod	1.600	1356.01	1230.95	0.80	1356.01	1230.95	2.80	2.00	NO	100.00
R6	Copper-clad steel rod	1.600	1651.57	20.42	0.80	1651.57	20.42	2.80	2.00	NO	100.00
R60	Copper-clad steel rod	1.600	1341.87	1230.95	0.80	1341.87	1230.95	2.80	2.00	NO	100.00
R61	Copper-clad steel rod	1.600	1605.87	1239.39	0.80	1605.87	1239.39	2.80	2.00	NO	100.00
R62	Copper-clad steel rod	1.600	1620.01	1239.39	0.80	1620.01	1239.39	2.80	2.00	NO	100.00
R63	Copper-clad steel rod	1.600	1620.01	1230.95	0.80	1620.01	1230.95	2.80	2.00	NO	100.00
R64	Copper-clad steel rod	1.600	1605.87	1230.95	0.80	1605.87	1230.95	2.80	2.00	NO	100.00
R65	Copper-clad steel rod	1.600	1339.41	1653.27	0.80	1339.41	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C
 Study Case: TFM

Page: 19
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Rod Data

Label	Type	Diameter cm	From			To			Length m	Insulated Yes/No	Cost \$/Rod
			X	Y	Z	X	Y	Z			
R66	Copper-clad steel rod	1.600	1353.56	1653.27	0.80	1353.56	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R67	Copper-clad steel rod	1.600	1353.56	1644.82	0.80	1353.56	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R68	Copper-clad steel rod	1.600	1339.41	1644.82	0.80	1339.41	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R69	Copper-clad steel rod	1.600	1051.40	1653.27	0.80	1051.40	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R7	Copper-clad steel rod	1.600	1651.57	11.97	0.80	1651.57	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R70	Copper-clad steel rod	1.600	1065.55	1653.27	0.80	1065.55	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R71	Copper-clad steel rod	1.600	1065.55	1644.82	0.80	1065.55	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R72	Copper-clad steel rod	1.600	1051.40	1644.82	0.80	1051.40	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R73	Copper-clad steel rod	1.600	773.00	1653.27	0.80	773.00	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R74	Copper-clad steel rod	1.600	787.15	1653.27	0.80	787.15	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R75	Copper-clad steel rod	1.600	787.15	1644.82	0.80	787.15	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R76	Copper-clad steel rod	1.600	773.00	1644.82	0.80	773.00	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R77	Copper-clad steel rod	1.600	494.60	1653.27	0.80	494.60	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R78	Copper-clad steel rod	1.600	508.75	1653.27	0.80	508.75	1653.27	2.80	2.00	NO	100.00
R79	Copper-clad steel rod	1.600	508.75	1644.82	0.80	508.75	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R8	Copper-clad steel rod	1.600	1637.42	11.97	0.80	1637.42	11.97	2.80	2.00	NO	100.00
R80	Copper-clad steel rod	1.600	494.60	1644.82	0.80	494.60	1644.82	2.80	2.00	NO	100.00
R81	Copper-clad steel rod	1.600	1339.42	2066.64	0.80	1339.42	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R82	Copper-clad steel rod	1.600	1353.56	2066.64	0.80	1353.56	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R83	Copper-clad steel rod	1.600	1353.56	2058.20	0.80	1353.56	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R84	Copper-clad steel rod	1.600	1339.42	2058.20	0.80	1339.42	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R85	Copper-clad steel rod	1.600	1060.84	2066.64	0.80	1060.84	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R86	Copper-clad steel rod	1.600	1074.99	2066.64	0.80	1074.99	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R87	Copper-clad steel rod	1.600	1074.99	2058.20	0.80	1074.99	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R88	Copper-clad steel rod	1.600	1060.84	2058.20	0.80	1060.84	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R89	Copper-clad steel rod	1.600	811.24	2066.60	0.80	811.24	2066.60	2.80	2.00	NO	100.00
R9	Copper-clad steel rod	1.600	1906.93	20.41	0.80	1906.93	20.41	2.80	2.00	NO	100.00
R90	Copper-clad steel rod	1.600	825.39	2066.60	0.80	825.39	2066.60	2.80	2.00	NO	100.00
R91	Copper-clad steel rod	1.600	825.39	2058.15	0.80	825.39	2058.15	2.80	2.00	NO	100.00
R92	Copper-clad steel rod	1.600	811.24	2058.15	0.80	811.24	2058.15	2.80	2.00	NO	100.00
R93	Copper-clad steel rod	1.600	571.24	2066.64	0.80	571.24	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R94	Copper-clad steel rod	1.600	585.39	2066.64	0.80	585.39	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R95	Copper-clad steel rod	1.600	585.39	2058.20	0.80	585.39	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R96	Copper-clad steel rod	1.600	571.24	2058.20	0.80	571.24	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00
R97	Copper-clad steel rod	1.600	333.64	2066.64	0.80	333.64	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R98	Copper-clad steel rod	1.600	347.79	2066.64	0.80	347.79	2066.64	2.80	2.00	NO	100.00
R99	Copper-clad steel rod	1.600	347.79	2058.20	0.80	347.79	2058.20	2.80	2.00	NO	100.00

Project:
Location: MEXICO
Contract:
Engineer:

ETAP
19.5.0C

Study Case: TFM

Page: 20
Date: 11-21-2021
SN:
Filename: PAT

Cost

Conductor			Rod			Total Cost
Total No.	Total Length m	Cost \$	Total No.	Total Length m	Cost \$	
495	53295	532949.40	208	416	20800.00	553749.40

Project:
 Location: MEXICO
 Contract:
 Engineer:

ETAP
 19.5.0C

Study Case: TFM

Page: 21
 Date: 11-21-2021
 SN:
 Filename: PAT

Ground Grid Summary Report

Rg Ground Resistance ohm	GPR Ground Potential Rise Volts	Maximum Touch Potential					Maximum Step Potential				
		Tolerable Volts	Calculated		Coordinates (m)		Tolerable Volts	Calculated		Coordinates (m)	
			Volts	%	X	Y		Volts	%	X	Y
0.005	54.1	229.7	29.7	12.9	1999.7	2512.7	252.7	3.5	1.4	1869.40	3316.10

Total Fault Current	10.093 kA	Reflection Factor (K):	0.000
Maximum Grid Current:	10.120 kA	Surface Layer Derating Factor (Cs):	1.000
		Decrement Factor (Df):	1.003

BIBLIOGRAFÍA

La bibliografía en la que se ha apoyado este Trabajo de Fin de Máster consta de:

1. Sungrowpower, fabricante de inversores para aplicaciones fotovoltaicas: <https://en.sungrowpower.com/>
2. Chint Energy, fabricante de paneles fotovoltaicos: <https://chintenergy.com/>
3. Suntech Power, fabricante de paneles fotovoltaicos: <https://www.suntech-power.com/>
4. Longi Solar, fabricante de paneles fotovoltaicos: <https://es.longi-solar.com/>
5. Código de Red de México → RES/151/2016. RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica
6. IEEE 80 2013 Guide For Safety in AC Substation Grounding
7. IEC 60909: Short-circuit currents in three-phase AC systems