



DIGSILENT LTDA



Informe de Potencia Mínima

Planta Fotovoltaica Cerro Dominador 100 MW

Versión 3.0

Octubre de 2020

Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	3
2.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	3
3.	ANÁLISIS GENERAL DE LA PRUEBA Y LAS MEDICIONES	6
4.	POTENCIA MÍNIMA DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	8
5.	POTENCIA MÍNIMA DE UN INVERSOR DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA ...	11
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	11
5.2.	ANTECEDENTES CASETA - INVERSOR	11
5.3.	CONSIDERACIONES PARA LA PRUEBA DE MÍNIMO TÉCNICO BRUTO DE INVERSOR	14
5.4.	MEDICIONES DC Y AC LOGRADAS EN BT	16
5.5.	MEDICIONES AC LOGRADAS EN MT	19
5.6.	RESULTADOS FINALES	20
5.7.	COMENTARIOS FINALES	21
	ANEXO 1.- características inversor IFX – 1000 de la pfcd.....	22

1. ANTECEDENTES

La empresa Cerro Dominador PV S.A. ha contratado a DigSILENT LTDA para realizar la determinación de los Tiempos de Partida y Detención de la Planta Fotovoltaica Cerro Dominador (PFCD) de 100 MW nominales, ubicada en la localidad de María Elena, Antofagasta Chile.

El presente informe hace uso de los datos obtenidos de las pruebas específicas realizadas con fecha 10/10/2019 en la PFCD, instancia donde se hicieron los ensayos y mediciones para determinar la potencia mínima de la planta. Mayores detalles de ello se entregan a continuación.

2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La Planta Fotovoltaica Cerro Dominador consta de 5 campos de paneles fotovoltaicos, donde los campos u anillos 1, 3 y 4 están equipados con 20 inversores de 1 MW cada uno, mientras que el anillo 2 tiene 18 inversores (18 MW en total) y el campo 5 contiene 22 inversores de 1 MW cada uno. Habida consideración de ello, cada campo se conecta mediante un anillo en nivel 33 kV, hacia la barra colectora en MT; es decir cada campo se conecta a dicha barra mediante 2 caminos con sus correspondientes 2 interruptores en MT.

Los inversores operan en su parte DC con tensiones del orden de 900 VDC, y en el lado de AC con tensión de 365 VAC. Los inversores tienen 3 columnas de puentes de tiristores y son del tipo IF del fabricante JEMA de procedencia española. La técnica de disparo de los tiristores es denominada control resonante proporcional, la cual está basada en utilizar la misma frecuencia de la red para efectuar los disparos de manera de disminuir la producción de armónicos.

Cada 2 inversores se conectan a un transformador elevador de tres enrollados con conexión YNd11d11, potencia 2,3 MVA y relación 0,365-0,365/33 kV.

El sistema de cables en MT consta de cables con aislamiento tipo XLPE de aluminio, con secciones de 400 mm², 300 mm², 240 mm², 185 mm², 150 mm² y 95 mm² con longitudes de hasta 1,39 km. También existen tramos aéreos de distancias del orden de 1,7 km, con cables desnudos de aluminio igualmente.

La celda (switchgear) de MT tiene 13 interruptores. En 10 de ellos llegan los 5 anillos y los tres restantes se conectan a los servicios auxiliares de la estación transformadora, al transformador ZIG-ZAG y a la salida hacia el transformador de poder. Esta configuración interna de los inversores y sus conexiones hasta llegar al switchgear que los concentra, se puede apreciar en la figura 1.

Esta figura muestra los cinco anillos con sus respectivos inversores (cada uno de 1 MW) y la conexión que forman ellos mediante cableado de 33 kV para llegar al switchgear. En dicho punto enmarcado en la figura, también se aprecian el transformador zig-zag, los SS/AA de esta subestación y la conexión con el transformador de poder elevador.

En cuanto al transformador de poder, se trata de una unidad de 110 MVA de potencia, relación 220/33 kV, grupo de conexión YNd1 y una impedancia de 12,5 %. Adicionalmente está equipado con un cambiador de tomas en HV de $\pm 8 \times 1,25 \%$, total $\pm 10\%$. La figura 2 ilustra la salida del switchgear hacia el transformador de poder, el cual posteriormente se interconecta mediante circuito de 220 kV a la S/E Cerro Dominador, en particular al paño o bahía J4. Esto se describe a continuación.

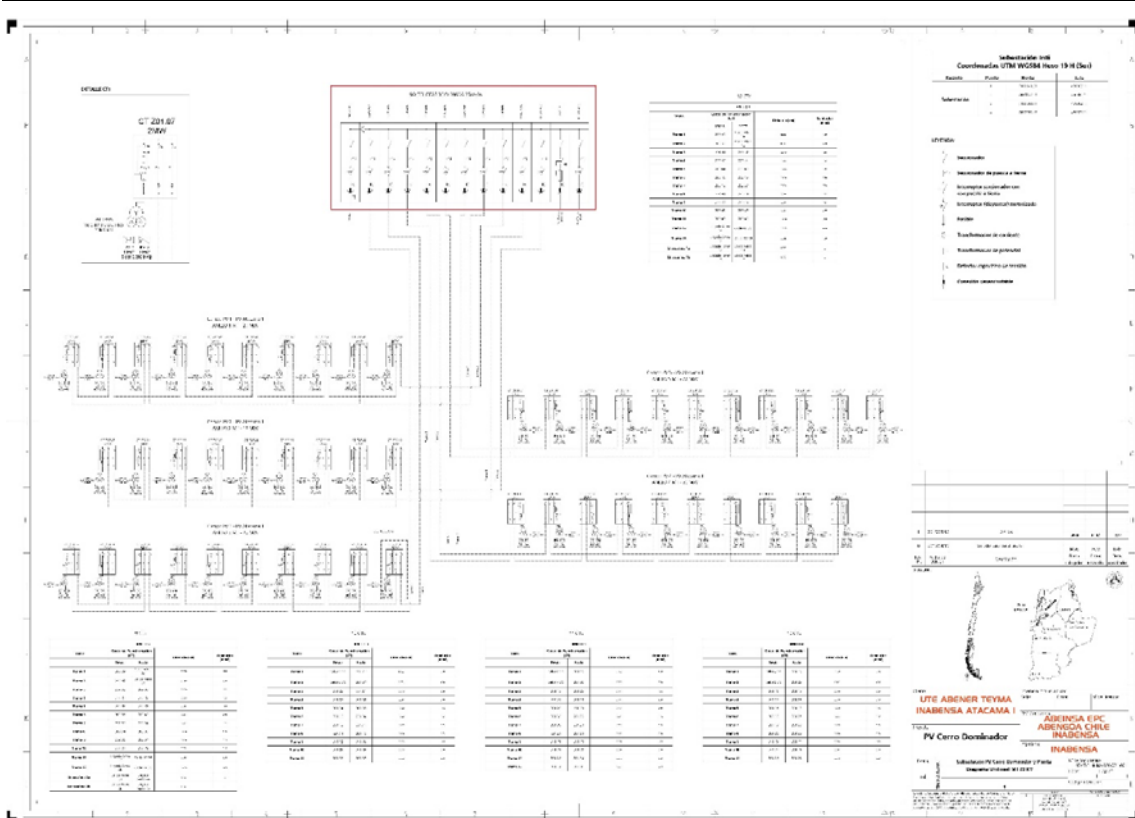


Figura 1. Inversores y su conexión interna hasta switchgear

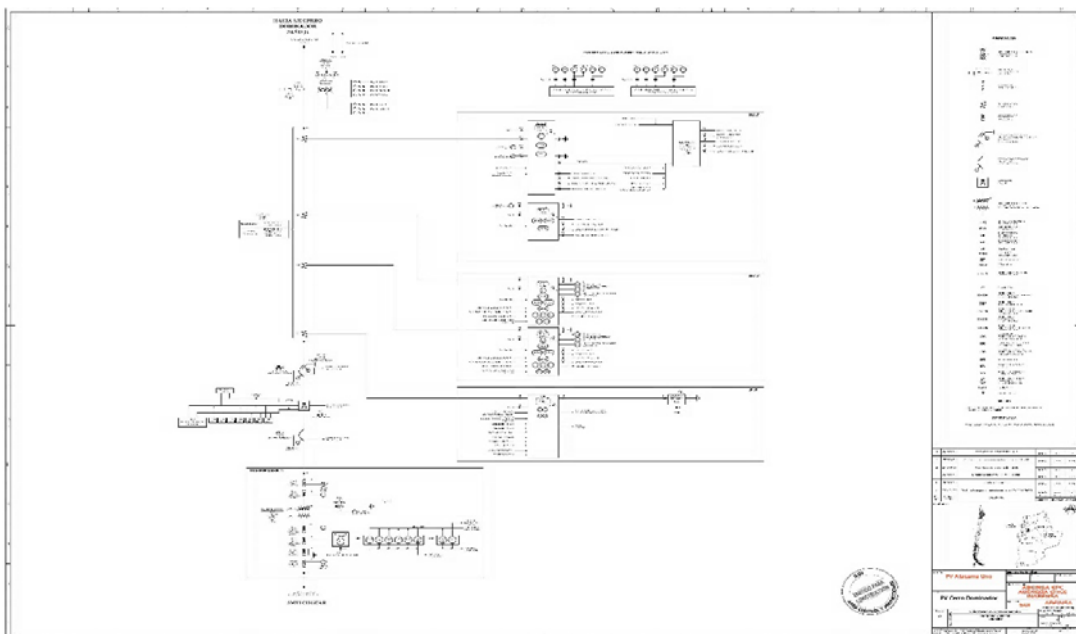


Figura 2. Salida del switchgear mediante transformador de poder

Una vez realizada la transformación a 220 kV (en S/E elevadora), se procede a conectar esta salida con la S/E Cerro Dominador, que representa la barra de transacción comercial (paño o bahía J4). Lo anterior se realiza mediante un segmento de línea de 2,8 km, en nivel 1x220 kV conductor AAAC Greeley, hasta la subestación Cerro Dominador 220 kV, punto en el que se tiene la interconexión hacia el resto del sistema mediante dos circuitos: uno hacia la Subestación Encuentro 220 kV y el otro hacia la Subestación Sierra Gorda 220 kV (hay otro circuito expreso entre ambas subestaciones).

Todo lo anterior se puede apreciar en la Figura 3, la cual presenta un diagrama unilineal simplificado de toda la instalación asociada a la PFCD, donde se muestran/resaltan los puntos utilizados para las mediciones, cada uno de los cuales se describe seguidamente.

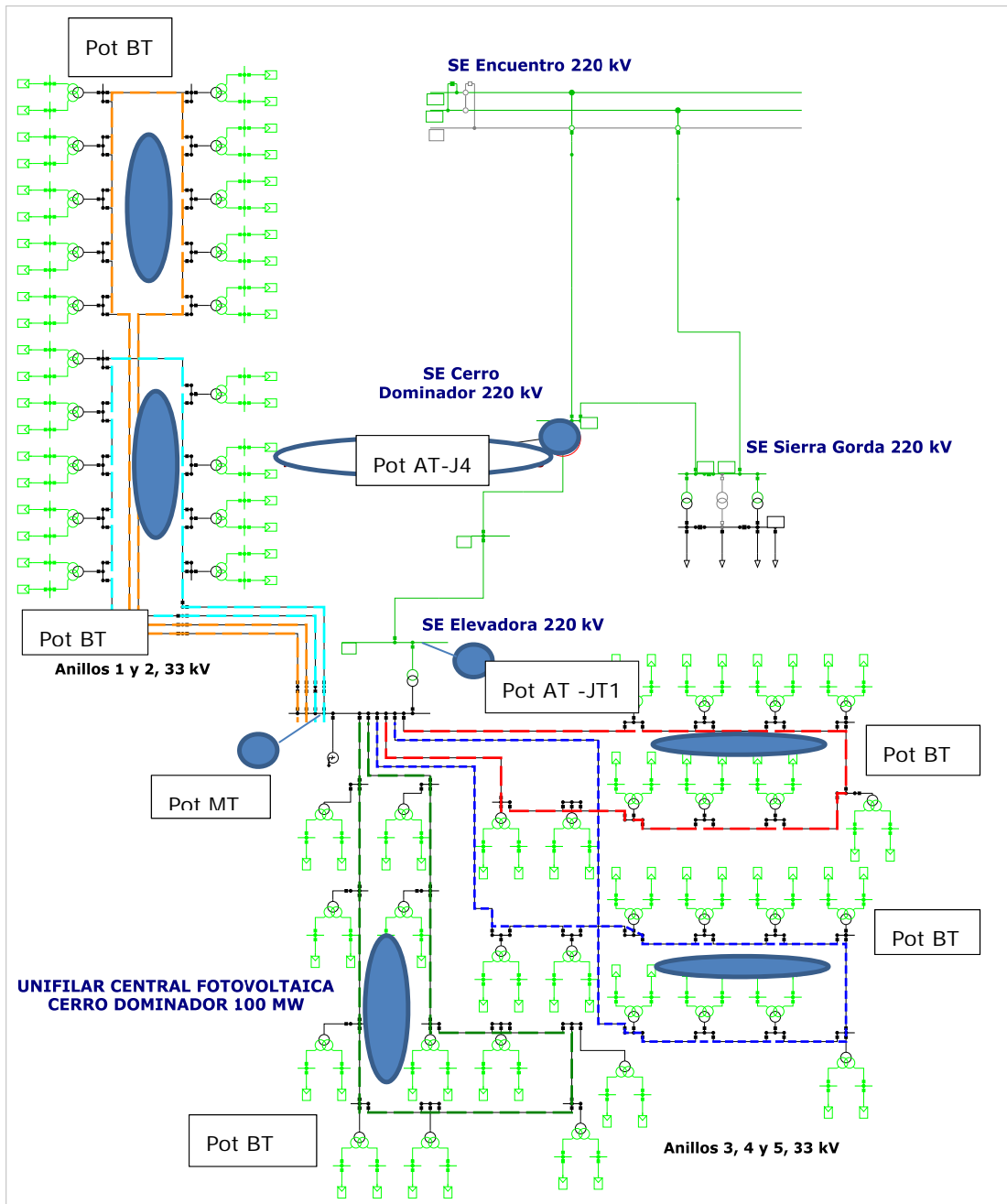


Figura 3. Unilineal Planta Fotovoltaica Cerro Dominador 100 MW

En efecto, los puntos medidos buscan hacer un seguimiento de la potencia AC desde que se genera a la salida de los inversores, antes de subir a 33 kV por el transformador común a dos inversores, la que se denomina aquí **Pot BT**, hasta terminar en la entrega que hace al SEN la PFCD (transacción comercial), y que corresponde al punto **Pot AT-J4**. Estas son las mediciones de puntos extremos de la planta, a decir la entrada y la salida de la potencia AC.

Habida consideración de ello, entremedio se entregan-miden dos potencias que son utilizadas en este informe. La primera corresponde a la que ingresa a la barra de Media Tensión: **Pot MT**, que representa la colección de potencia de todos los anillos colectores en 33 kV previo a subir al transformador de alta (subestación elevadora). A continuación se tiene la medición **Pot AT-JT1**, (equipo ION) que corresponde a la potencia en Alta Tensión a la salida del transformador 33/220 kV.

Todas estas mediciones son empleadas en el presente documento.

Se hace necesario señalar que, para los efectos del presente informe, en adelante **Pot BT** corresponderá a la suma de la generación AC de los 100 inversores, es decir el valor agregado de toda la generación AC disponible en ellos, cuestión que equivale a la potencia bruta disponible en la PFCD. Por su parte, la medición **Pot MT** involucra la suma de la potencia AC de los cinco anillos en 33 kV al llegar a la S/E elevadora. Con estas consideraciones, la diferencia entre ambas potencias: Pot MT – Pot BT, corresponde a la pérdida que se produce en los 50 transformadores de los inversores y las pérdidas en todo el cableado en 33 kV. De manera similar, la diferencia entre Pot AT-JT1 y Pot MT, representa los consumos en la S/E elevadora y la pérdida en el transformador elevador 33/220 kV.

3. ANÁLISIS GENERAL DE LA PRUEBA Y LAS MEDICIONES

Tal cual se ha indicado, los resultados que a continuación se muestran y analizan corresponden a mediciones específicas realizadas el 10 de octubre de 2019, con el propósito de obtener los parámetros de la planta solicitados por el CEN. En lo esencial, se coordinó con el CEN la gestión de la planta con el propósito de obtener condiciones de operación tales que permitieran estimar la potencia mínima en conjunto con los tiempos de detención y partida.

En dicho contexto, Las condiciones de la planta presentes cuando se realizó la prueba el 10 de octubre 2019 fueron:

- Disponibilidad de 49 de los 50 centros de transformación, producto de condición del transformador del CT-22 en mantención.
- 293 Columnas en operación (se deben restar las 6 columnas del CT 22 y una columna del CT 20)
- Previo al inicio de las pruebas, se registró potencia de 92,37 MW medidos en ION JT1.
- La condición de clima despejada, con una irradiancia de 1088,94 W/m² medida al inicio de las pruebas.
- Velocidad del viento promedio de 17 km/hr.
- Las pruebas se iniciaron a las 17.00 horas, de acuerdo al siguiente cronograma de actividades:
 - o 16:50 Se solicita cambio de consigna de potencia reactiva a -1,6 MVar.
 - o 16:55 Registra Potencia activa producto del cambio de consigna de potencia reactiva.
 - o 17:00 Se impone consigna de potencia activa 5 MW en PPC.
 - o 17:25 Se alcanza potencia de 5 MW.
 - o 17:30 Se mantiene estable la potencia de 5 MW.
 - o 17:31 Se impone consigna de potencia reactiva a -0,35 MVar
 - o 17:33 Se impone consigna de potencia activa en 1 MW en PPC
 - o 17:35 Se registra potencia mínima estable alcanzada por PPC en torno **3,4 MW**
 - o 18:00 Se libera consigna de potencia activa
 - o 18:15 Se registra potencia máxima alcanzada de 69,57 MW
- Las mediciones en los puntos Pot BT, Pot MT, Pot AT-JT1 y Pot AT-J4 fueron realizadas por diversos instrumentos cada quince (15) minutos, es decir para cada potencia se tiene 96 mediciones en total para el día completo.

- Adicionalmente, con una tasa de muestreo menor, a decir cada cinco minutos, se obtuvo una medición para el punto Pot AT-J4.

En relación a estas pruebas y previo a mostrar detalles cuantitativos y su consecuente análisis, es necesario señalar lo siguiente:

- La PFCD no contaba con siete (7) columnas de paneles solares, con lo cual su disponibilidad nominal bajó en 2,33 MW. Esto se ve reflejado en la potencia máxima que tenía la planta previo a la prueba.
- La reducción de la potencia en la planta se logra a través de una señal de consigna de Potencia activa al control maestro de la planta, a decir se actuó sobre el PPC.
- Se buscó reducir la potencia reactiva en conjunto con la reducción de la potencia activa para así mantener un factor de potencia aceptable.
- Se buscó la potencia mínima para la PFCD en dos etapas, primero hasta los 5 MW y luego hasta 1 MW. **Los resultados que más adelante se precisan, muestran que un valor mínimo estable de potencia se logra entorno a los 3,5 MW.**
- Al liberar la consigna de potencia activa vía PPC, la planta no logra llegar al máximo que tenía previo a la prueba producto de una menor irradiación presente, de hecho comienza a decaer su aporte de manera natural.

Considerando estos aspectos y el objetivo de las pruebas, la siguiente figura 4 muestra la evolución de la potencia en los puntos medidos. En efecto, la figura señala la evolución temporal de la potencia en: Pot BT, Pot MT, Pot AT-JT1 y Pot AT-J4, apreciándose el instante donde se busca determinar la potencia mínima. Se reitera que cada medición (en todos los puntos de la red señalados) se realiza cada quince minutos, es decir se cuenta con 96 muestras en total.

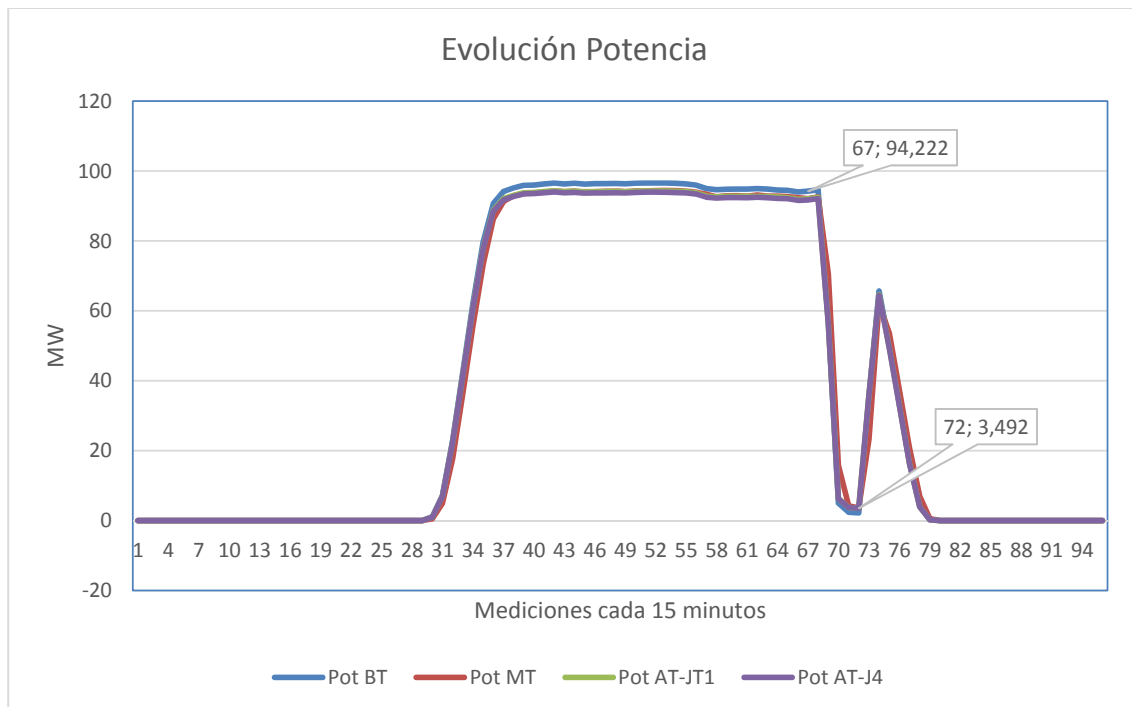


Figura 4. Evolución General de la Potencia Inyectada por la PFCD en diversos puntos

En términos generales es posible destacar como la potencia en BT es levemente superior que la potencia finalmente entregada en J4, que corresponde al punto de transacción comercial. Las otras dos mediciones quedan atrapadas entre estas dos. De todas formas se destaca que no todas las mediciones presentan el mismo nivel de calidad (clase de la medida), ello explica posibles diferencias en la lógica de su magnitud.

Habida consideración de ello, en la figura es posible apreciar que inicialmente la PFCD generaba cerca de 94 MW antes de la prueba. En dichas circunstancias se busca alcanzar potencia mínima que sea estable, empleando el PPC de la planta en dos etapas. Primero, se solicita cambio de consigna de potencia reactiva a -1,6 MVAR y luego se impone al PPC 5 MW. Los resultados señalan condiciones de operación activa y reactiva de la planta estables. Una segunda etapa, se plantea con una consigna de -0,35 MVAR y una potencia activa de 1 MW. Sin embargo, en dichas circunstancias la planta no logra estabilizarse y vuelve a subir hasta equilibrarse en torno a **3,5 MW**. Dicha potencia se considera por tanto la mínima potencia técnica de la PFCD, cuestión que será avalada en la siguiente sección.

4. POTENCIA MÍNIMA DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

De acuerdo a lo solicitado por el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional, la potencia mínima ha de basarse en un esquema de mediciones como el señalado en la siguiente figura:

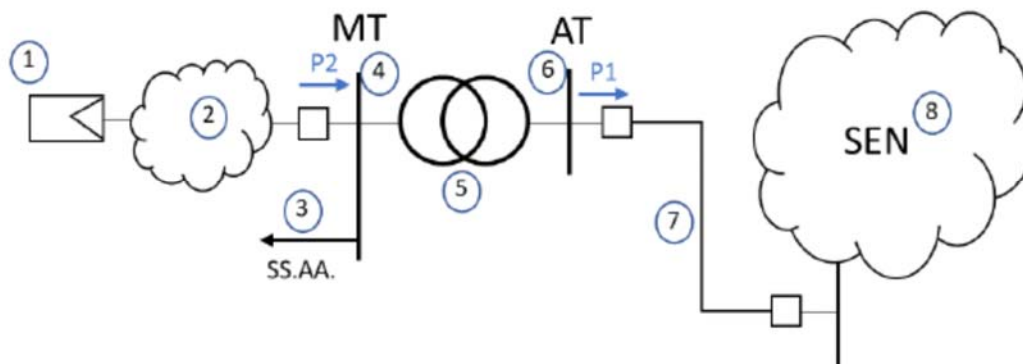


Figura 5. Equivalente teórico para mediciones de una planta generadora

Donde se establece que:

$$MinTec = P1 + Ptrafo + SS.AA. + Pcolector, \acute{o}$$

$$MinTec = P2 + Pcolector$$

Cuestión que señala que la potencia mínima corresponde a lo efectivamente medido en el círculo 1 de la figura precedente, es decir en este caso a la potencia **Pot BT** que se ha medido en esta ocasión. Dicho de otra forma, corresponde a la **potencia AC bruta** que genera el parque, la cual se va desagregando en las pérdidas del colector, las pérdidas en los SS/AA, las pérdidas en el transformador de subida y finalmente en lo que se exporta al SEN. De acuerdo a las mediciones hechas para la PFCD (ver figura 3), ello corresponde justamente a la medida de **Pot BT (se recuerda que es una agregación de todas las medidas en Baja Tensión de los inversores)**.

Habida consideración de ello, la siguiente figura muestra solamente la evolución de esta señal al bajar la potencia mediante el PPC.

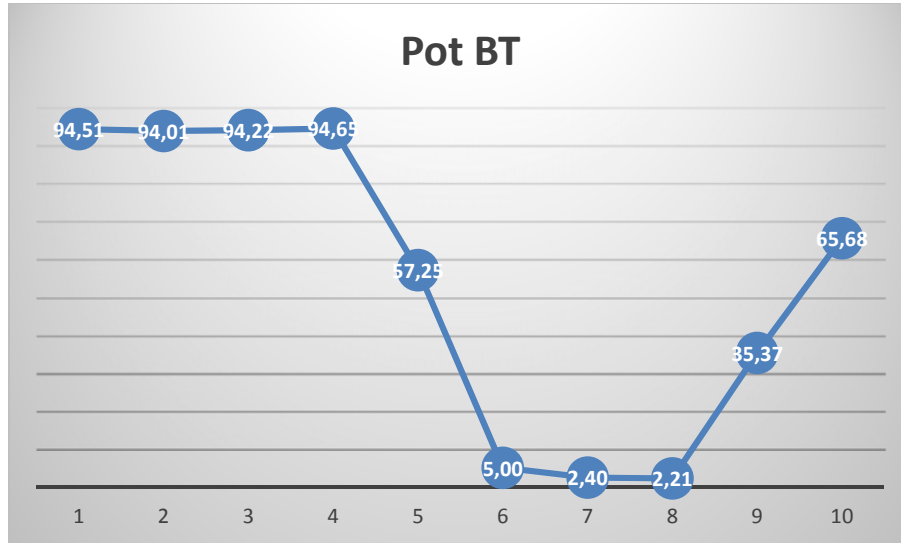


Figura 6. Evolución de la Potencia Activa en Pot BT

Se puede inferir que la potencia mínima se encuentra entre 2,2 MW y 5 MW, es decir un promedio de 3,2 MW. Dado que estas mediciones son realizadas cada quince minutos y con la mejor resolución posible de alcanzar (equipamiento disponible), se considera un valor seguro de **3,5 MW**. Notar que estas tres mediciones corresponden al menos a 45 minutos, por ende es una medida que corresponde a una operación estable de la PFCD.

En efecto, de acuerdo a estas mediciones y el operador de la planta, se estima que la PFCD logra alcanzar un equilibrio estable en torno a dicho valor. Por otro lado, al fabricante (JEMA) de los inversores que componen la PFCD, señala que el transformador de auxiliares de estos equipos es de 33 kVA es decir 3,3 MVA para la PFCD, cuestión que se asemeja a esta potencia mínima requerida.

Se infiere entonces que **3,5 MW** representa una potencia técnica mínima para la PFCD, tanto por la medición lograda como por el consumo mínimo de sus inversores. Si se considera la operación de los 100 inversores, ello daría una potencia mínima para cada uno de ellos de **35 kW/inversor**.

En cuanto al resto de los puntos de medición y su correspondencia asociada a la figura 5, se tienen las siguientes mediciones para dicho mínimo de la planta:

Pot BT = 3.485,673 kW

Pot MT = 3.479,667 kW

Con lo cual se tiene que la pérdida en el Sistema colector de la PFCD es:

Pcolector = 6,006 kW (para este nivel de carga).

Por otra parte se tiene que el consumo de los SS/AA es:

SS/AA. = 12,34 kW (para este nivel de carga)

Mientras que las pérdidas en el transformador de elevación medidas son:

Ptrafo = 11,478 kW (para este nivel de carga)

Con lo cual se infiere que.

Pot AT-JT1 = 3.455,849 kW

A modo referencial se señala que Pot AT-J4 = 3.445,15 kW, con lo cual las pérdidas en el tramo de 2,8 kilómetros (conexión con S/E Cerro Dominador) resultan ser de 10,699 kW, para dicha condición de operación.

Finalmente se tiene que:

$$P1 = \text{Pot AT-JT1} = 3.455,849 \text{ kW}$$

$$P2 = \text{Pot MT} = 3.479,667$$

Con lo cual es posible obtener para la condición de potencia mínima las siguientes relaciones:

$$\text{Min Técnico (3,5 MW)} \quad 3.485,673 = 3.455,849 + 11,478 + 12,34 + 6,006$$

O bien

$$\text{Min Técnico (3,5 MW)} \quad 3.485,673 = 3.479,667 + 6.006$$

5. POTENCIA MÍNIMA DE UN INVERSOR DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

5.1. INTRODUCCIÓN

El siguiente desarrollo tiene por objetivo dar respuesta a la observación general informada por el Coordinador Eléctrico Nacional indicada en carta DE04157-20 y su respectivo anexo, la cual señala:

- a) *Conforme a lo informado en ítem 4 de su informe, el mínimo técnico de la totalidad del parque es 3,5 MW, y la potencia mínima correspondiente a un inversor es de 3,5 KW.*

Respecto del MT por un inversor, se solicita incorporar al informe técnico, los datos de la central para esta condición, en específico los valores de P1, Pérdidas transformador, SSAA, y Pérdidas en colector correspondientes a un inversor en servicio en MT.

Para lo anterior, se debe considerar que la potencia neta mínima (P1) del parque informada por un inversor no debe ser negativa, es decir, el parque no debe absorber energía de la red para esta condición. De ser así, debe incrementarse la generación del inversor (potencia bruta mínima) para asegurar potencia mínima neta igual a 0 (cero).

Respecto del **Mínimo Técnico o MT de un inversor**, este ha de basarse en un esquema de mediciones como el señalado en la figura 5, a partir del cual para esta condición de operación de la planta se busca obtener:

- Potencia neta mínima P1
- Pérdidas transformador
- SS/AA
- Pérdidas en colector correspondientes a un inversor en servicio en MT.

5.2. ANTECEDENTES CASETA - INVERSOR

La planta fotovoltaica Cerro Dominador consiste en la implementación de 50 casetas de 2MWn, cada una de ellas con 2 inversores IFX-1000 de 1 MWn, esto para alcanzar un total de 100 MWn (119,56MWp). La siguiente tabla señala lo anterior con más detalle:

N° Inversores	un	100,0
N° Containers/casetas	un	50
Pot elec/caseta	kWe	2.000
Pot elec total	kWe	100.000
Pot pico total	kWp	119.560
String	Un	20
Paralelos	Un	196
Paneles	un	392.000
VMPPTmin	V	590
VMPPTmax	V	857
Vocmax	V	1.035

Tabla 1. Planta Fotovoltaica y sus componentes

Se destaca entonces que a nivel de detalle la PFCD consta de 50 casetas, cada una de las cuales consta de dos inversores Jema que en total aportan 2 MWn. Los elementos incluidos en cada caseta o contenedor de 2 MWn son:

- 2 inversores JEMA serie IFX de 1.000 kW.
- Celdas de media tensión 36 kV con protección de transformador por ruptofusible.
- Cuadro de baja tensión entre inversores y transformador de potencia.
- Transformador de auxiliares de 33 kVA dimensionado para alimentar Inversores, auxiliares de la caseta, monitorización, y trackers.
- Vatímetro en la entrada de DC de cada inversor
- Transductor de corriente en la entrada DC de cada inversor, 3/Inversor.
- Analizador de redes en la salida AC de cada Inversor
- Analizador de redes en la red de auxiliares.
- El transformador de potencia es de aceite y se ubica en el exterior.

Respecto de los servicios auxiliares de cada inversor en la caseta, estos son provistos por una red auxiliar (400V 3F+N) ubicada en la columna de salida del inversor, la conexión se realiza a través de regletas. Esta alimentación proviene normalmente del transformador de auxiliares (33 kVA) ubicado en cada caseta o de una alimentación externa. Los servicios auxiliares en este caso corresponden a:

- Control
- Los ventiladores de refrigeración del inversor
- Las resistencias de caldeo

La figura 7, muestra la configuración de la caseta la cual sigue un esquema 2L 1P, en la cual se aprecia el transformador de BT y los dos inversores.

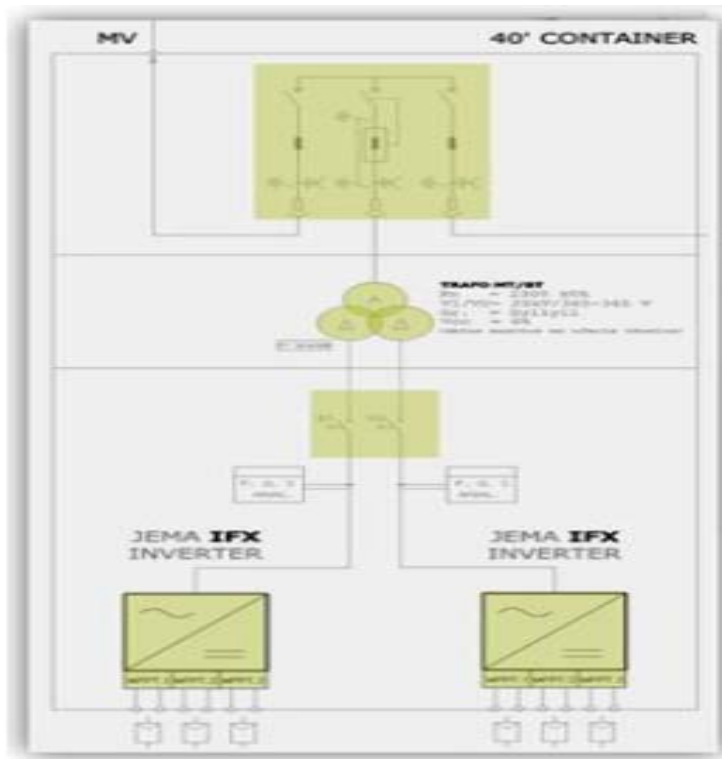


Figura 7. Diagrama unilineal caseta

Se destaca que cada inversor presenta tres columnas que traen el aporte de producción DC desde los paneles solares, cuestión que la figura 8 muestra en mayor detalle.

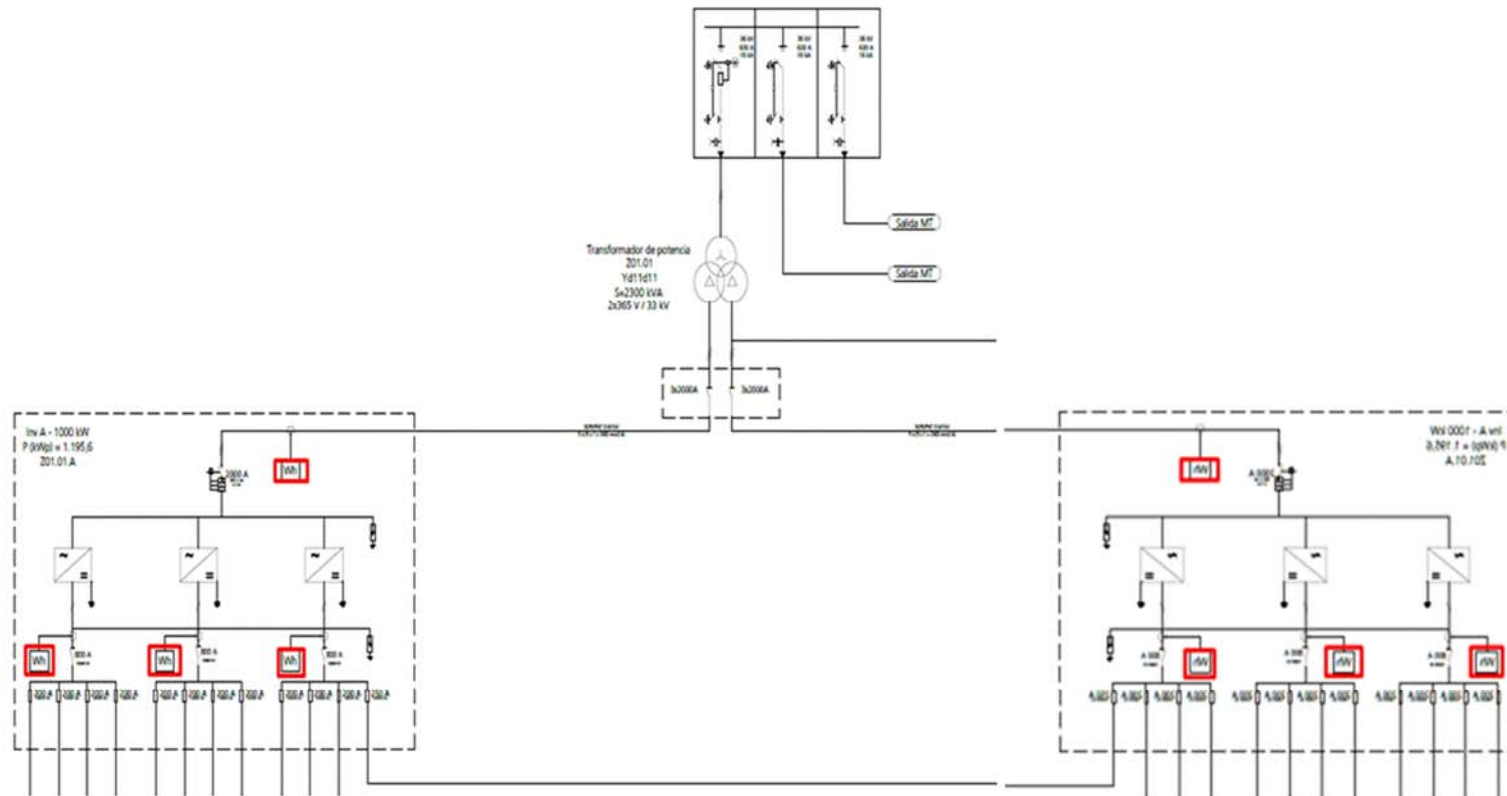


Figura 8. Diagrama Unilineal Caseta de Transformación (medidas disponibles en rojo)

Respecto de la figura 8, se destaca que a nivel de BT se cuenta con un toroide de medida en cada una de las tres columnas de potencia DC que alimentan a cada inversor, y además se tiene un equipo de medida aguas abajo del seccionador AC del inversor. La medida en este último punto se considera como potencia en punto 1, es decir **P1**.

En cuanto a los inversores que se muestran en esta figura, que corresponden a un Inversor IFX – 1000, estos involucran avanzada electrónica de potencia, basadas en el empleo de transistores IGBT e involucran esencialmente los siguientes subsistemas:

- Tres entradas para conexión al campo fotovoltaico.
- Tres seccionadores de acoplamiento de campo fotovoltaico a inversor.
- Con fusibles en PV+ y PV- para cada columna de potencia.
- Tres columnas de potencia independientes de 333 kW cada una.
- Tres contactores de acoplamiento a red, uno por cada columna de 333 kW.
- Un interruptor automático magnetotérmico para protección de la salida y conexión a red en BT (Sistema IT).
- Un filtro de salida en AC por cada columna de potencia para suavizar la forma de onda generada.

Un mayor detalle de este equipamiento se encuentra en el Anexo 1.

5.3. CONSIDERACIONES PARA LA PRUEBA DE MÍNIMO TÉCNICO BRUTO DE INVERSOR

Conforme a la disponibilidad de equipos de medida en la Planta Fotovoltaica Cerro Dominador, y con el objeto de poder determinar las pérdidas entre la energía recolectada del campo solar en DC, la energía AC convertida y la energía AC elevada a 33 kV, se procedió a separar eléctricamente la producción de un **Centro de Transformación o CT**.

Bajo esta separación el resto de la PFCD sigue estando conectada y produciendo, sólo que este particular CT queda aportando de manera aislada (directa) al resto de la planta.

Se busca con la “aislación” de este CT, verificar que en la condición de operación a Mínimo Técnico de la PFCD, se cumpla que los consumos de los SS/AA de la caseta son siempre abastecidos desde la propia generación de este centro (potencia mínima neta igual a cero). Con ello se busca obtener la potencia bruta mínima del inversor.

Habida consideración de ello, para el caso de esta prueba, se seleccionó el **CT 07**, donde los puntos de medición con una resolución de 1 segundo son los siguientes:

- Potencia DC en cada Columna de Potencia Inversor
- Potencia AC en BT, a la salida de Inversor (antes de subir al transformador de la caseta)
- Potencia AC consumo SS/AA de la caseta de transformación

La figura 9, muestra esta separación o aislación eléctrica de la CT 07 y las mediciones pertinentes (sólo se señala uno de los inversores). En efecto, se puede apreciar la ubicación de la medición de las potencias DC de cada columna, la AC a la salida del inversor y el consumo de los SS/AA asociados a este CT.

Tal cual se detalla seguidamente, la prueba busca reducir la potencia de 35 kW a un CT, esto es, que la consigna a cada Inversor fuese de 17,5 kW AC.

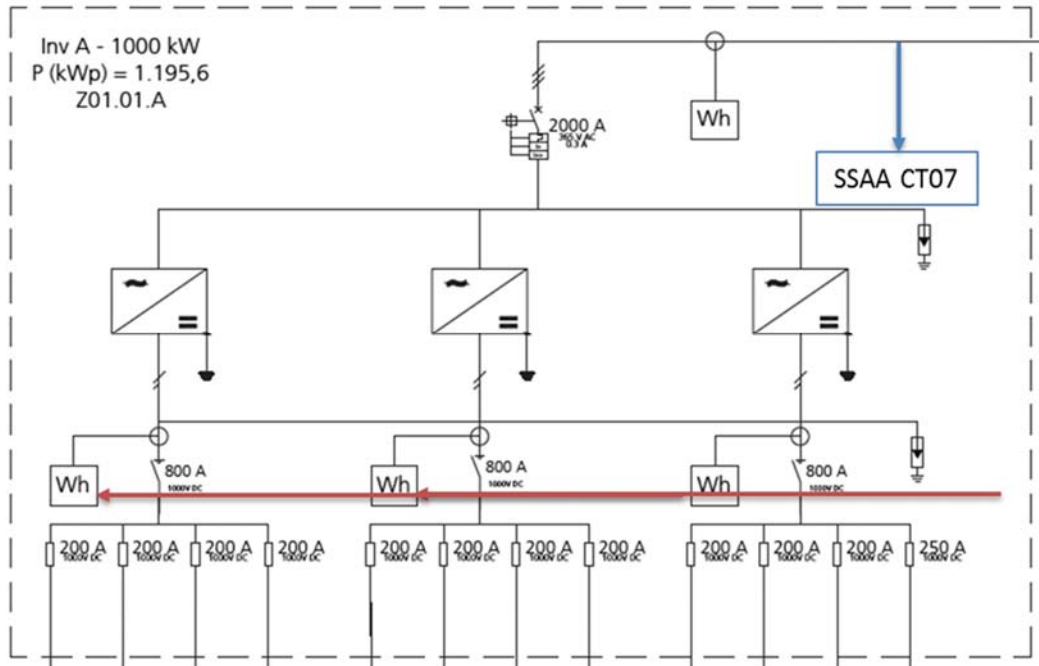


Figura 9. Diagrama unilínea CT aislado para mediciones

La prueba se realizó el día 07 de Septiembre de 2020, dando vigencia a la SODI respectiva a las 11.00 Hrs. El instructivo para el operador consideró los siguientes aspectos:

- Previo a ejecutar la prueba, se procedió a seccionar a la apertura del seccionador de MT del CT 07. Con esta maniobra la energía de este CT puede ser medida de manera independiente (exclusiva) desde uno de los analizadores Q100 instalados en los alimentadores de MT.
- Se Informó a CC inicio de pruebas de mínimo técnico y con ello colocó en vigencia la SODI correspondiente. Dentro de las condiciones se indicó que la planta pasa a control manual.
- Previo a la habilitación manual del PPC, se registran parámetros sistémicos, de operación.
- Se hizo efectiva la deshabilitación del PPC pasando el control de la planta a modo manual. Se verifica mantener la condición de absorción de reactivos.
- No se consideró incluir ninguna consigna de rampa de potencia en el inversor.
- Se procedió a enviar consigna de potencia manual al Centro de Transformación 07, de forma que la potencia AC se bajara hasta los 35 kW.
- Se procedió a registrar en tiempo real los parámetros de potencia, tensión, y con ello generar rampa de pérdida de potencia.
- Alcanzada la potencia de mínimo técnico, se mantuvo esta condición de potencia durante al menos 15 minutos (para destacar que el valor alcanzado sea una condición de operación estable).
- Se procedió a determinar-registrar las potencias en **BT** en los siguientes puntos:
 - ✓ Entrada DC del Inversor (DC)
 - ✓ Salida AC del inversor (BT)
 - ✓ Servicios Auxiliares del Centro de Transformación 07
- Transcurridos los treinta minutos en condición de potencia mínima, se procedió a liberar la consigna de potencia del Inversor 07-A y 07-B, ambos asociados al CT 07.

Por otra parte, se tiene el siguiente punto de medición con una resolución de 15 minutos:

- ✓ Energía AC MT en medidor Q100 de Celda

Se señala que para esta última medición, que corresponde a la **Pot MT** señalada previamente en el informe, no se dispone de otra resolución temporal. Esto se detalla y explica en la sección 5.5.

5.4. MEDICIONES DC Y AC LOGRADAS EN BT

La potencia DC que proporcionan los paneles fotovoltaicos, se miden justo a la entrada de cada una de las columnas de potencia del inversor IFX-1000. Las variables a medir son las siguientes:

Para el Inversor 07-A

- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.1 - DC POWER (W)
- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.2 - DC POWER (W)
- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.3 - DC POWER (W)

Para el Inversor 07-B

- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.1 - DC POWER (W)
- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.2 - DC POWER (W)
- Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.3 - DC POWER (W)

La suma de las potencias de las tres columnas de potencia, corresponderán a la potencia DC a la entrada de cada Inversor. De esta forma, y con una resolución de 1 segundo se obtiene a modo referencial las siguientes mediciones:

HORA	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.1 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.2 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01.3 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I01 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.1 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.2 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02.3 - DC POWER (W)	Cerro Dominador - Inverter Module C03-07I02 - DC POWER (W)
13:55:00	307804.20	298958.40	299553.50	906316.10	301781.20	305822.40	304118.40	911722.00
13:55:01	302500.00	298958.40	300439.80	901898.20	301781.20	305822.40	307944.00	915547.60
13:55:02	302500.00	298958.40	300439.80	901898.20	301781.20	305822.40	307944.00	915547.60
13:55:03	302500.00	303326.40	300439.80	906266.20	302276.70	308062.50	307944.00	918283.20

La siguiente figura grafica las mediciones DC para este ítem para ambos inversores del CT 07:

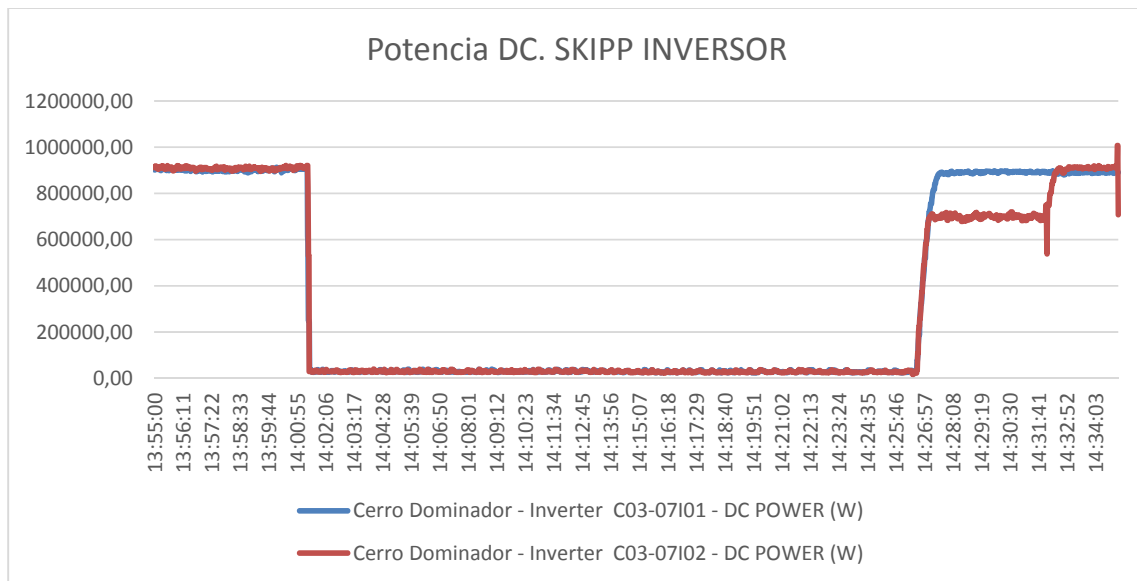


Figura 10. Potencia DC a la entrada del Inversor IFX-1000

Un análisis numérico de estas mediciones permite inferir lo siguiente para esta potencia **DC**:

- El tiempo en que se mantuvo la potencia en mínimo fue entre las 14:01:26 y las 14:26:38
- Se registró un total de 1.512 los valores, donde la potencia media obtenida por cada Inversor durante la condición de mínimo técnico fue de:
 INV. 07-A: **29,048 kW**
 INV. 07-B: **28,605 kW**
- Durante la condición de mínimo técnico, la potencia DC en cada columna de potencia, fue positiva (condición necesaria).

Para esta misma condición, la siguiente figura 11 ilustra la potencia de salida **AC** del inversor (BT).

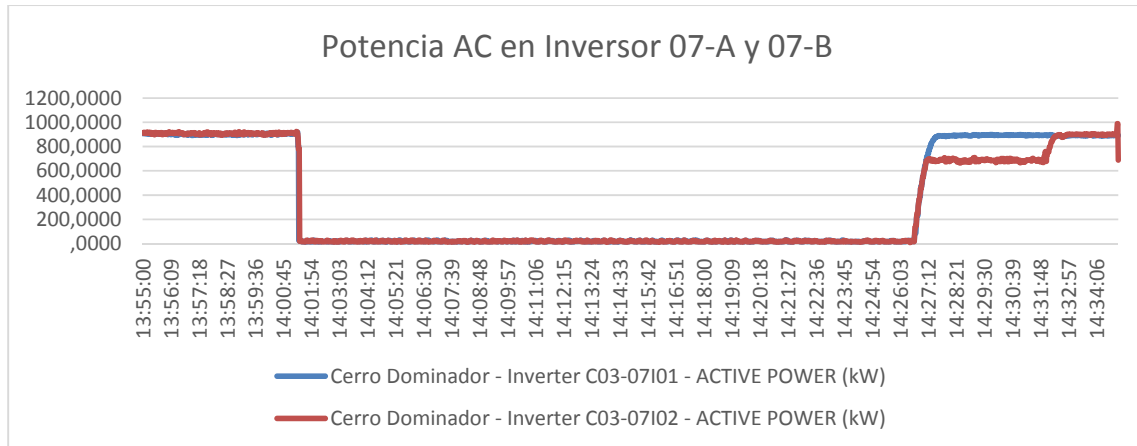


Figura 11. Potencia AC a la salida del Inversor IFX-1000

Del gráfico se puede resaltar lo siguiente para esta potencia AC:

- El tiempo en que se mantuvo la potencia de mínimo fue entre las 14:01:27 y las 14:26:38
- Se registró un total de 1.512 valores, donde la potencia media obtenida por cada Inversor durante la condición de mínimo técnico fue de:
 INV. 07-A: **19,340 kW**
 INV. 07-B: **19,094 kW**
- Durante la condición de mínimo técnico, la potencia DC en cada columna de potencia, fue positiva.

De manera análoga, las mediciones logradas para los servicios auxiliares de esta caseta se presentan en la siguiente figura 12.

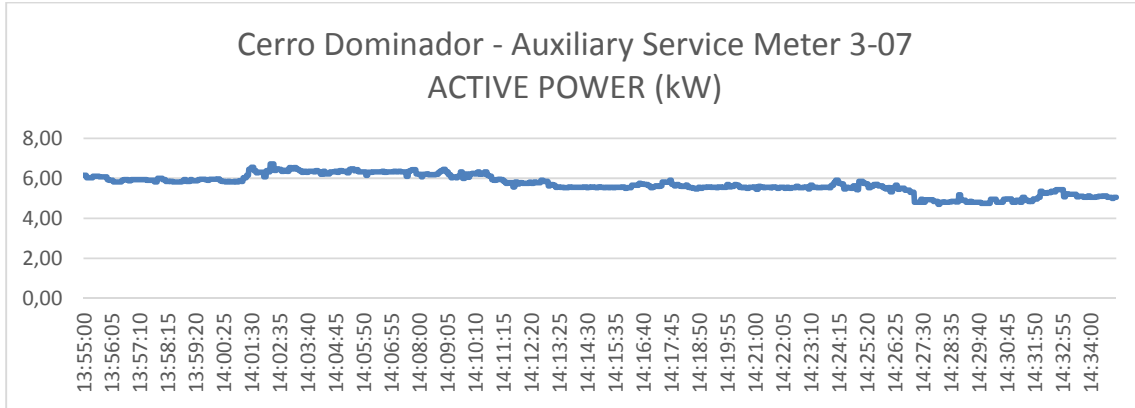


Figura 12. Potencia AC de los SS/AA de la Caseta del CT

El análisis numérico de la potencia consumida por los SS/AA, permite destacar lo siguiente:

- Durante el tiempo en que se ejecutó la prueba de Mínimo Técnico (14:01:27 y las 14:26:38)
 - Potencia media SS/AA CT 07 = **5,87 kW**
- Considerando todos los valores de la muestra (13:55:00 y las 14:35:00) se tiene una:
 - Potencia media SS/AA CT 07 = 5,70 kW
- A raíz de lo anterior, es posible deducir que la potencia de los SS/AA de la caseta de transformación se mantuvieron con muy pocas alteraciones durante toda la ejecución de las pruebas, tanto en condiciones normales como de mínimo técnico.

Considerando estos resultados numéricos, se tiene que la potencia AC en BT resultante de entrada al transformador MT, se puede obtener como la resta entre la **Potencia AC en BT de Inversores del CT y la Potencia de los SS/AA consumidos**:

$$\text{Potencia BT} = \text{Potencia AC Inversores CT} - \text{Potencia SS/AA}$$

La siguiente figura ilustra esta potencia BT.

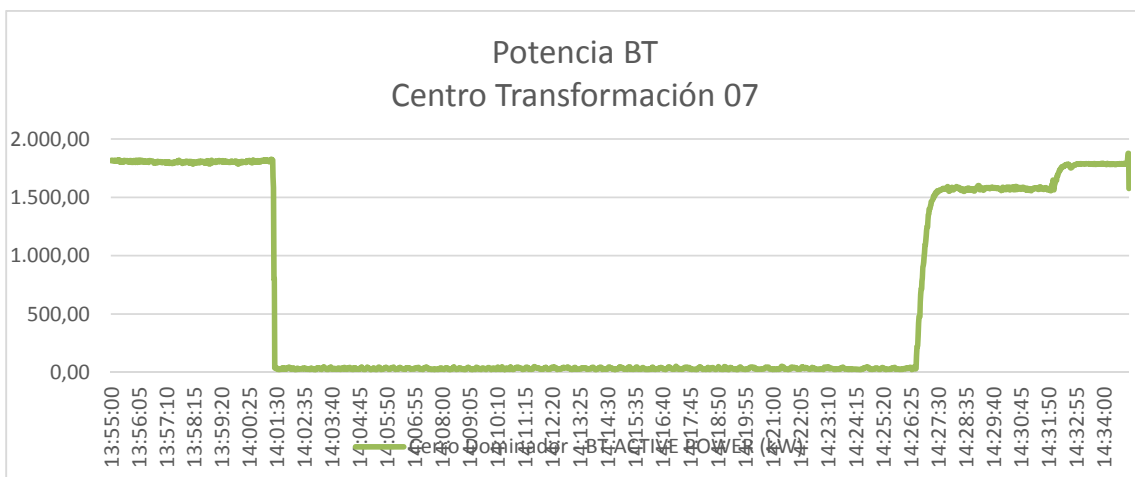


Figura 13. Potencia BT de entrada al transformador MT

Es posible determinar que la media de la Potencia BT en el tiempo de prueba de Mínimo Técnico (14:01:27 y las 14:26:38) resulta ser:

- Potencia media BT CT 07 = **32,56 kW**

5.5. MEDICIONES AC LOGRADAS EN MT

En consideración que la Planta Fotovoltaica Cerro Dominador no cuenta con equipos de medición en MT en cada Centro de Transformación, se procedió a abrir la celda de MT del CT 07, de tal forma que la evacuación de la energía generada por el CT sea registrada en uno de los medidores Q100, en este caso, el de la celda 07 en MT.

Como la configuración de los CTs es de anillo, estos centros de transformación pueden evacuar a través de los dos alimentadores. Así, con la maniobra anterior, se deja uno de los anillos de manera exclusiva (aislada) para que el CT 07 llegue directamente a la barra de MT. La siguiente figura 14 ilustra de manera aproximada la separación del CT 07 del resto de los CTs, donde el CT 07 inyecta de manera aislada y única su generación en la barra de MT, mientras el resto de los CTs evacúa por el otro anillo.

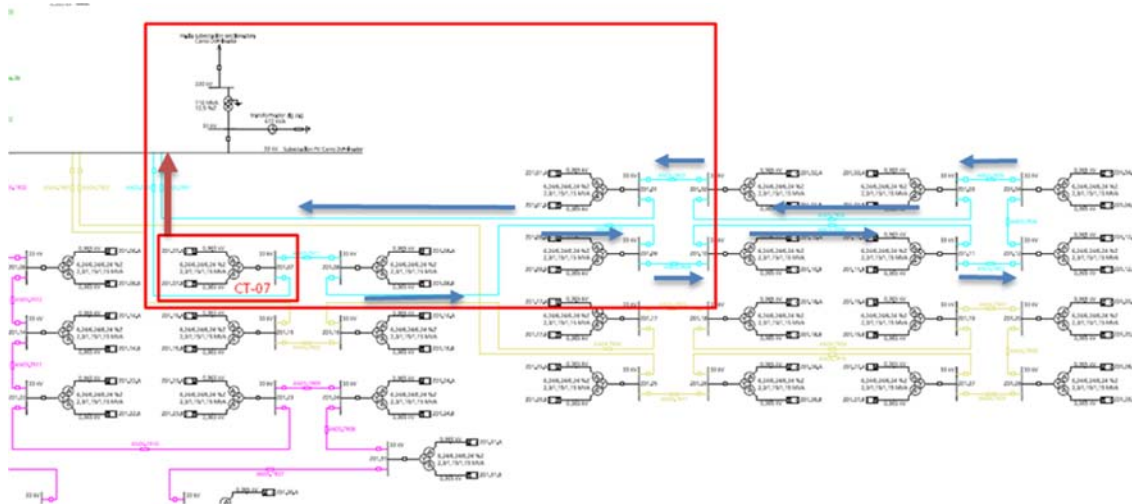


Figura 14. Potencia MT medida para el CT 07

En dicho contexto y de acuerdo a lo indicado previamente, los registros de medida de Q100 son cada quince minutos. Además, a pesar de que la estampa de tiempo no está debidamente sincronizada con los datos del SCADA de operación, de todas formas se verifica que en un rango de tiempo de 15 minutos, la potencia registrada en la salida del alimentador, fue de 35,1 kW, tal cual lo muestra el siguiente registro de mediciones:

Timestamp of last period	Record ID	Average active power import (W)	Average active power export (W)
07-09-2020 17:31	19992220	787000	0
07-09-2020 17:46	19992221	1770000	0
07-09-2020 18:01	19992222	1780000	0
07-09-2020 18:16	19992223	35100	0
07-09-2020 18:31	19992224	431000	0
07-09-2020 18:46	19992225	6670000	0
07-09-2020 19:01	19992226	9540000	0
07-09-2020 19:16	19992227	9370000	0

A pesar que la resolución de la medición de los Q100 no tiene la precisión requerida, permite tener la referencia que en términos generales, durante el tiempo de la prueba, el CT logró generar en forma estable una potencia activa de **35 kW**, condición de mínimo esperada para la PFCD.

Para estimar la pérdida del transformador de MT (2,3 MVA y relación 0,365-0,365/33 kV), se procedió a estimar este valor de acuerdo al Datasheet del equipo, que es la siguiente:

ORMAZABAL
velatia

TECHNICAL SPECIFICATION

TRANSFORMER TYPE: 2300 /36/33 2x0,365 O-PB
 STANDARD : IEC 60076
 FREQUENCY : 50 Hz
 ELECTRICAL FEATURES
 INSULATION LEVEL VOLTAGE :
 HIGH VOTAGE: 36 KV
 LOW VOLTAGE : 1,1 KV

POWER RATING (kVA)		2300	(2x1150 KVA)
VOLTAGE (V)	PRIMARY	33000	
	SECONDARY	2x365	
	NO LOAD		
PRIMARY TAP		±2,5±5%	
VECTOR GROUP		YNd11d11	
RATED CURRENT HV (A)		40,24	
RATED CURRENT LV (A)		2x1819	
NO LOAD LOSSES (W)		2800	+ 15%
LOAD LOSSES (W)		18400	+ 15%
SHORT CIRCUIT VOLTAGE %		6	± 10%
NO LOAD CURRENT AT 100 % Un (A)		1,1	+ 30%
SOUND LEVEL dB (A)		75	
VOLTDROP AT	cos $f = 1$	0,98	
FULL LOAD (%)	cos $f = 0.8$	4,30	

Figura 15. Data Sheet del transformador de MT de cada CT

Para una condición de Potencia Mínima como la aquí analizada, se estima entonces una pérdida de potencia equivalente a la condición "sin carga", la cual corresponde a **2,8 kW**.

5.6. RESULTADOS FINALES

Considerando todas las mediciones y resultados logrados tanto en **BT** como en **MT**, el cuadro final de potencia en los diversos puntos queda de la siguiente forma:

DATOS DE POTENCIA MEDIA DC-AC DURANTE MINIMO TECNICO		
Hora inicio prueba	14:01:27	
Hora término prueba	14:26:38	
Tiempo de prueba para Mínimo Técnico	25:11	Min
Potencia DC CT 07	57,65	kW
Pérdida Inversores	19,22	kW
Potencia AC CT 07	38,43	kW
Consumo SS/AA CT 07	5,87	kW
Potencia BT CT 07	32,56	kW
Pérdida Transformador MT	2,8	kW
Potencia MT	29,76	kW

Durante los 25 minutos en lo que se sostuvo la potencia limitada a mínimo técnico la PFCD, se pudo determinar para **un Centro de Transformación** lo siguiente:

- Potencia P2 = 29,76 kW
- Pérdidas transformador MT = 2,8 kW
- Consumo SS/AA del CT = 5,87 kW

Con lo cual las pérdidas en el sistema colector = Pérdidas Trafo MT + SS/AA = 8,67 kW

Y con ello se infiere que:

Mínimo Técnico del CT = P2 + Pérdidas Colector = 29,76 + 8,67 = 38,43 kW

En estas circunstancias, la extrapolación de esta condición de operación de un CT para toda la planta (50 CTs) sería:

Mínimo Técnico PFCD = MT del CT x 50 + SS/AA S/E + Potencia Trafo Elevador

Mínimo Técnico PFCD = 38,43 x 50 + 12,34 kW + 11,48 kW = 1.945 kW

Si bien este valor difiere de los aproximadamente **3.500 kW** señalados en la sección anterior, se ha de señalar que la extrapolación lograda de **1.945 kW** para la PFCD corresponde a un valor de **Mínimo Técnico Teórico u Ideal**. En efecto, este último valor considera que todas las Casetas de Transformación tienen idéntica respuesta eléctrica en todas sus componentes, cuestión que no necesariamente ocurre. Por otro lado, se destaca que en la prueba de Mínimo Técnico General de la PFCD, el valor de potencia logrado y medido, en torno a los 3.500 kW, mostró ser una condición de operación estable.

5.7. COMENTARIOS FINALES

Luego de revisado los registros y antecedentes realizados para la prueba de mínimo técnico se consideran las siguientes conclusiones:

- Los resultados permiten verificar que el Centro de Transformación de 2 MW de potencia nominal, y que corresponde a la unidad base de generación de la central PV Cerro Dominador, pudo sostener sin problemas y en forma estable una potencia AC del orden de los 30 kW durante el tiempo en que se ejecutó la prueba.
- Se verifica que durante este tiempo, los servicios auxiliares y las pérdidas asociadas a los procesos de transformación de la energía de cada caseta (CT), pudieron ser sostenidos por la potencia DC proporcionada por los string box asociados a los dos inversores de la caseta.
- En consideración de lo anterior, se valida empíricamente la operación de un centro de transformación (CT) en condición de mínimo técnico, y por tanto se considera factible desde el ámbito de la operación, reducir la potencia de la central PV Cerro Dominador a un valor de 3.5 MW de potencia AC en forma segura y estable.
- El valor indicado de 3.5 MW de mínimo técnico propuesto para la central, considera un pequeño margen de maniobra en la operación de la PFCD, para considerar que no existe uniformidad en la respuesta de cada caseta de transformación.

ANEXO 1.- CARACTERÍSTICAS INVERSOR IFX – 1000 DE LA PFCD

6.5. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES

6.5.1. INVERSOR



Es el conjunto encargado de convertir la tensión continua (DC) generada por el campo fotovoltaico en tensión alterna (AC), de características iguales a las de la red eléctrica.

Está constituido básicamente por dos Inversores en Puente de 333kW cada uno, formados por IGBT's totalmente controlados mediante técnicas SVM (control vectorial) y gestionados por microprocesador DSP, cada columna posee un control y seguimiento del MPPT independiente.

Cada unidad de potencia dispone de una bancada de condensadores que minimizan el rizado de tensión en paneles, aumentando la eficiencia y las prestaciones del conjunto del sistema.

El inversor fotovoltaico de JEMA incorpora un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT) de elevado rendimiento por cada uno de los módulos. Es necesaria la actuación de JEMA para la configuración de triple MPPT o de alto rendimiento.

Diagrama Inversor IFX-1000

