



PROYECTO N° 0020896

DOCUMENTO

N° 0020896.GDF1.01.07

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL CONTROL DE PLANTA

PLANTA : ATACAMA VI + ATACAMA III			
CLIENTE : EFACEC			
CLIENTE FINAL : RIJN CAPITAL			
REFERENCIA CLIENTE :			
I.Z.	A.I.H.	I.Z.	
REALIZADO	REVISADO	APROBADO	

Revisiones

DOCUMENTO	Rev.	Fecha	Páginas afectadas	Cambios
DESCRIPCIÓN FUNCIONAL CONTROL DE PLANTA	A	09/11/15	Todas	Inicial
DESCRIPCIÓN FUNCIONAL CONTROL DE PLANTA	B	11/12/15	1 A 6	CONTROL CONJUNTO ATACAMA III + ATACAMA VI

TABLA DE CONTENIDOS

REVISIONES	2
TABLA DE CONTENIDOS	3
1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. DIAGRAMA DE BLOQUES.....	5
3. CONTROL POTENCIA ACTIVA.....	8
4. COLTROL POTENCIA REACTIVA	13
5. CARACTERISTICAS SOPORTADAS POR LOS INVERSORES INGECON SUN®.	19
5.1 PROTECCIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA.....	19
5.2 COMPORTAMIENTO ANTE HUECO DE TENSIÓN	21
5.3 MAPAS DE COMUNICACIÓN MODBUS.....	24

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento describe las características del control de planta diseñado por Ingeteam para el control de planta de Atacama III+VI. Este control se ha diseñado basándose en las especificaciones técnicas indicadas en la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio” desarrollada por la “Comisión Nacional de Energía” del Gobierno de Chile. Se trata de un control basado en la interacción entre inversores (INGECON SUN®), Scada de planta y controladores (IC-3) de planta.

En la siguiente tabla se muestran los controles implementados para esta aplicación.

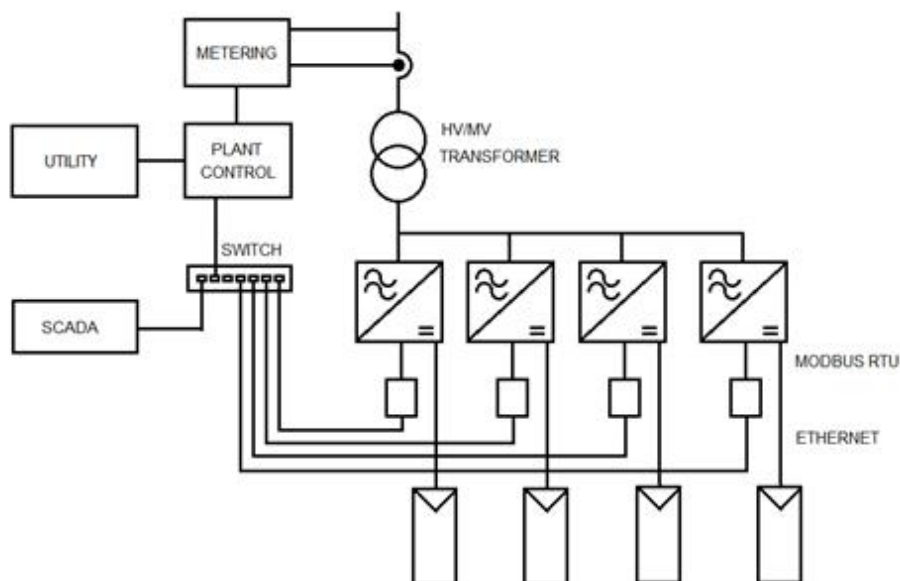
Función de control	Inversor	Control de planta.
Regulación de frecuencia.	X	X
Regulación de potencia activa.		X
Control rampeado de potencia activa.		X
Protección de red.	X	
Control de Q.		X
Control de factor de potencia		X
Control de voltaje.		X

2. DIAGRAMA DE BLOQUES.

El control de planta actúa sobre los inversores con el fin de alcanzar los valores de consigna configurado para el control a través del sistema Scada en el punto de conexión de la planta a la línea de evacuación de energía a la red. En este caso particular existen dos puntos de evacuación con lo que se establece como punto de conexión la suma o media, en cada caso, de las medidas eléctricas de ambos puntos de evacuación, se detalla más adelante el tratamiento de estas medidas eléctricas.

Para ello, el controlador de planta dispone de dos bloques de control. Por un lado implementa los controles potencia activa y por otro lado los de control de potencia reactiva.

A continuación se muestra un esquemático de una planta estándar:



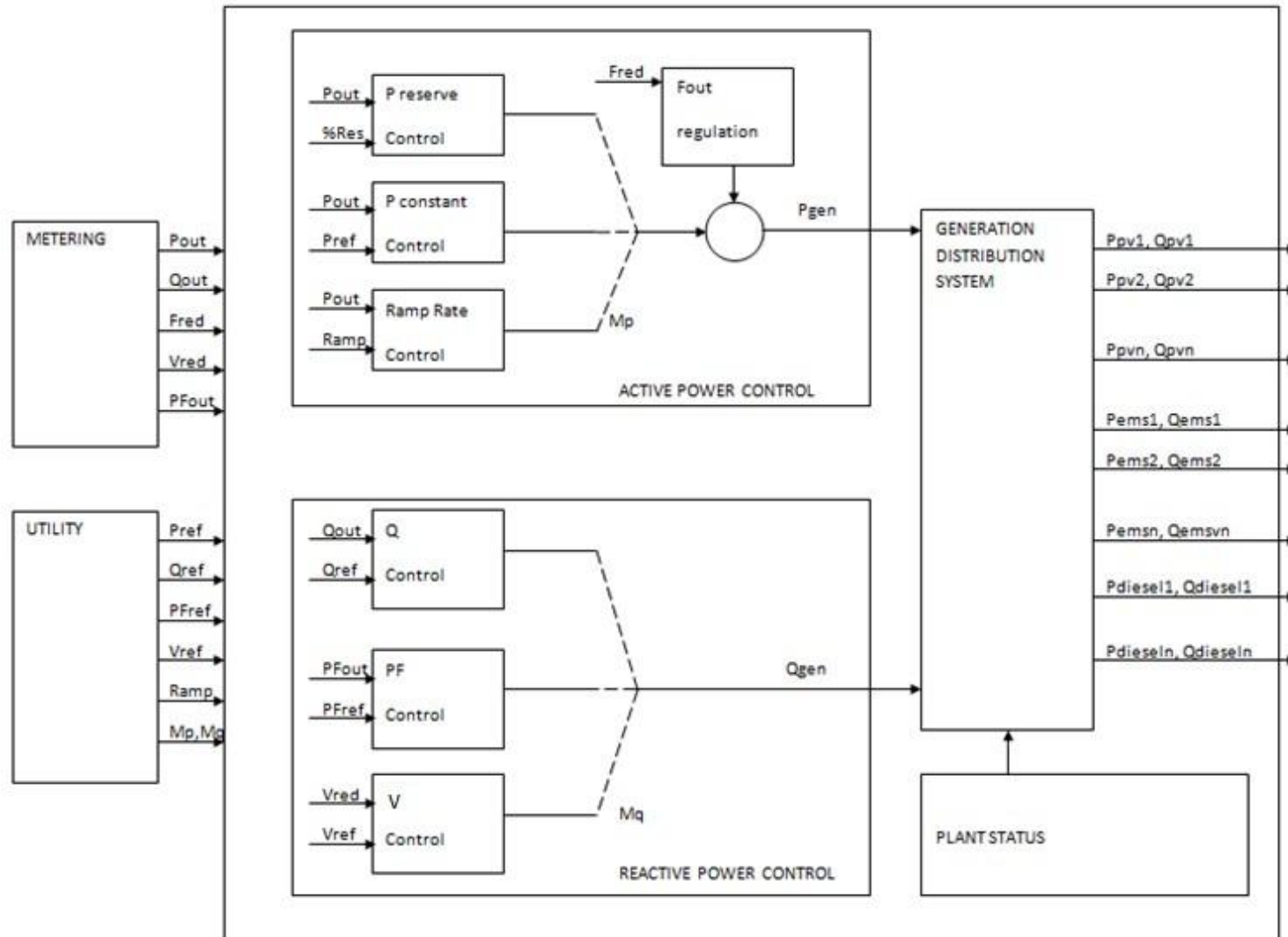
El sistema está integrado por:

- Metering: Es la unidad encargada de realizar las medidas eléctricas en el punto de conexión de la planta fotovoltaica a la red de evacuación de energía. Dichas medidas son comunicadas al sistema de control de planta por comunicación modbus RTU ó TCP-IP. Medidas tales como Tensión,

intensidad, frecuencia, potencia activa, reactiva, etc. Para este caso concreto de Atacama, dichas medidas serán enviadas a sistema de control desde dos analizadores de redes de ambos puntos de evacuación (Atacama III y Atacama VI) y se sumarán las intensidades, potencias activas y reactivas, con estas sumas de potencia activa y reactiva y se calculará el factor de potencia, se realizará la media de las tensiones y frecuencias de ambos analizadores de redes.

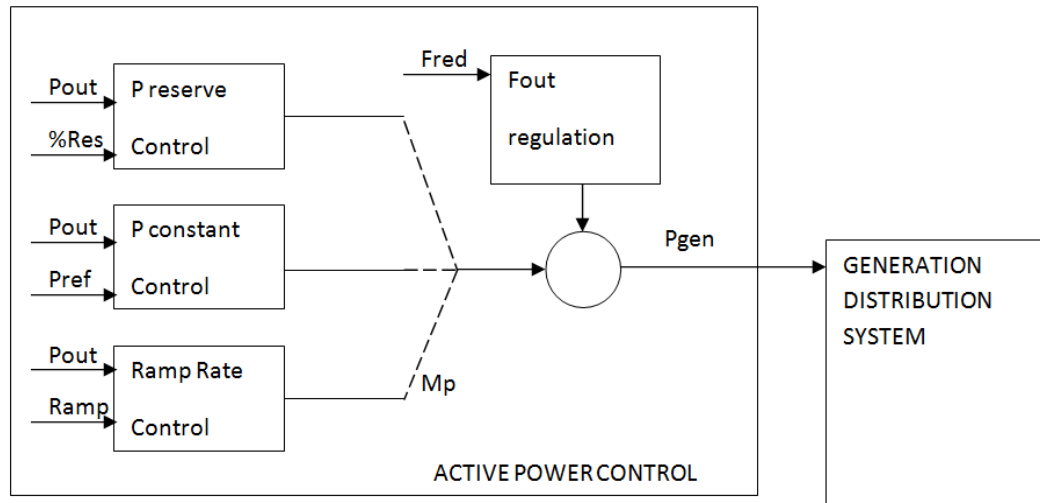
- *Plant controller*: Sistema que recibe los valores de medida en el punto de conexión desde los analizadores de redes según lo explicado anteriormente, recibe las consignas de potencia, tensión, frecuencia, etc, desde el sistema Scada y a través de los controladores implementados en él es capaz de dar las consignas permanentes a los inversores. Este PPC ahora se compone de dos CPU's, de forma que las labores descritas anteriormente las realizar como hasta ahora la CPU del PPC inicial de Atacama III enviando esta misma CPU las consignas a los inversores de Atacama III, esta CPU envía estas mismas consignas a la CPU nueva prevista para Atacama VI mediante modbus TCP de forma que esta CPU reenvía estas consignas a los inversores de Atacama VI. En caso de que esta comunicación entre ambas CPU's fallase, se generará la alarma correspondiente y se mantendrán los últimos valores antes del fallo comunicaciones como consignas a inversores. De igual forma si la comunicación con alguno de los analizadores de redes fallase, se generará la alarma correspondiente y se mantendrán los últimos valores antes del fallo comunicaciones como consignas a inversores.
- SCADA: Sistema que muestra al operador de planta el estado de la misma y permite insertar los valores de consigna así como conmutar los modos de control de la planta.
- *Photovoltaic Inverters*: Convertidores de potencia que están conectados a los paneles fotovoltaicos..

El sistema de control se basa en dos controladores básicos. El controlador de potencia activa y el controlador de potencia reactiva. Tal y como se muestra en la siguiente figura:



3. CONTROL POTENCIA ACTIVA.

El control de potencia activa soporta tres tipos diferentes de control de potencia activa:

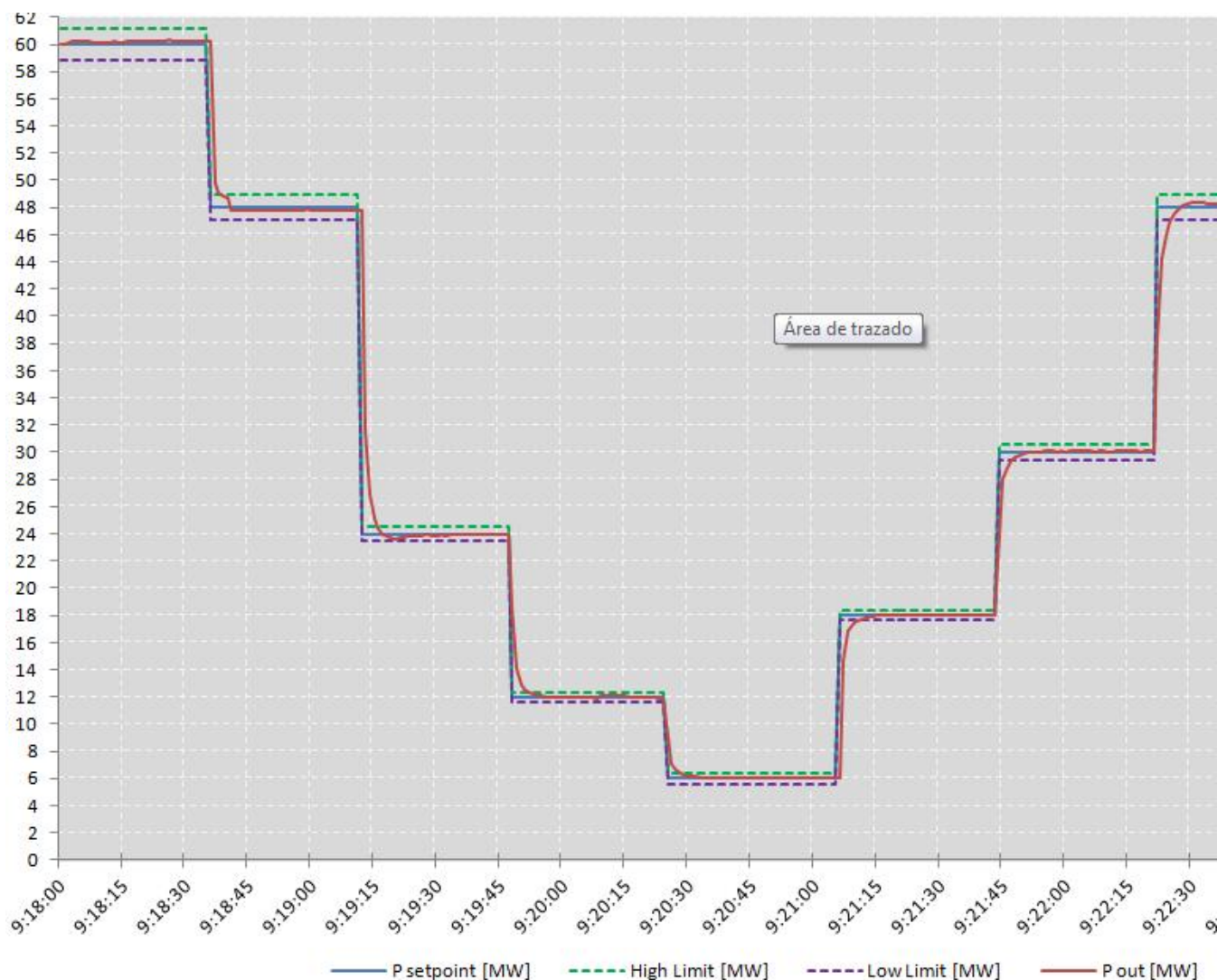


Desde es Scada se selecciona el tipo de control que se desea a través de protocolo Modbus enviando un valor "1" en una de las siguientes direcciones de comandos indicadas en la parte final del documento donde se pueden encontrar los mapas de memoria modbus del sistema de control de planta.

Regulación de potencia con reserva de energía (P reserve): Este tipo de control de planta no está disponible para esta planta ya que no se exige en la nota técnica de SyCS.

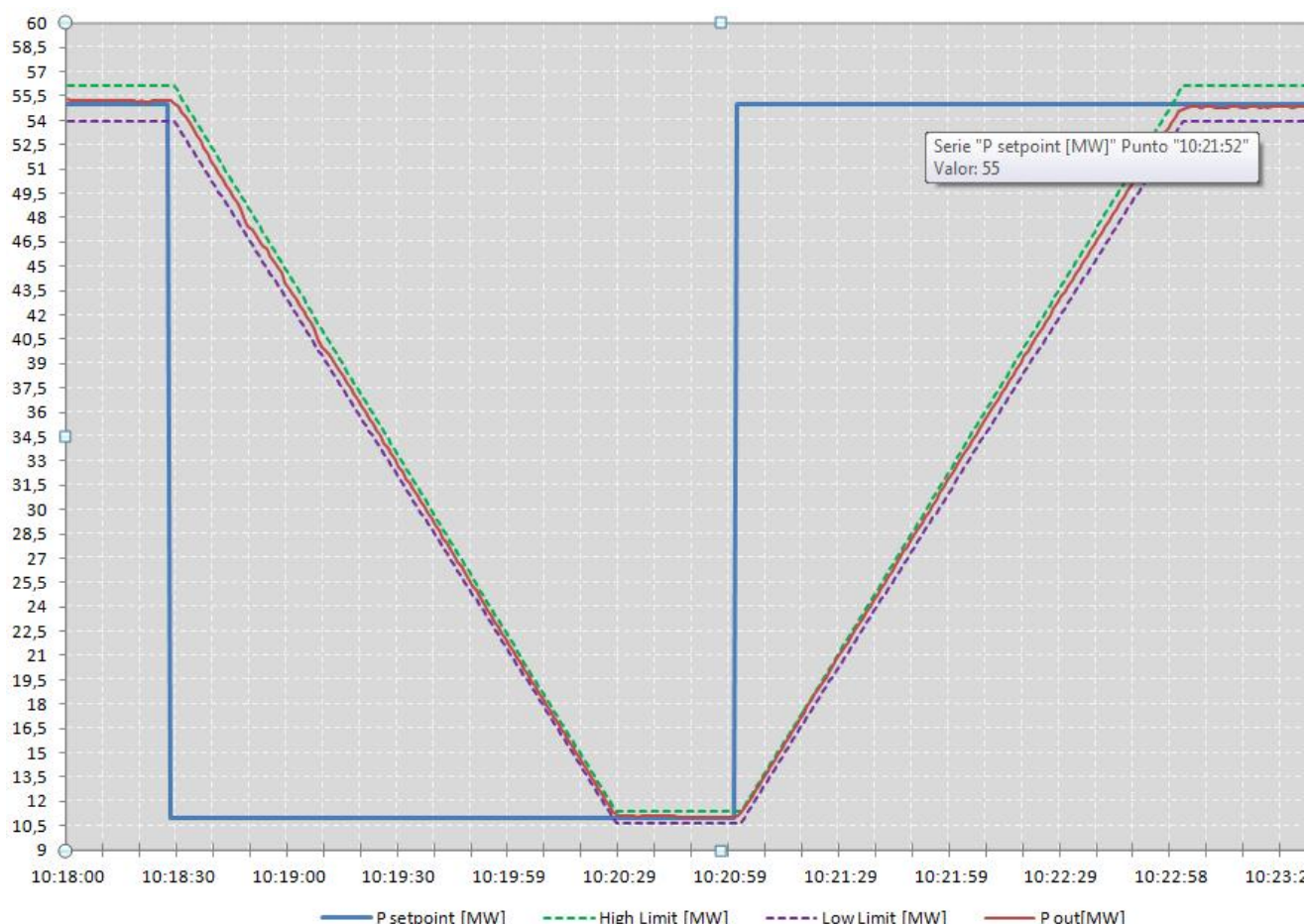
Control de potencia activa (P constant): Este modo de control hace que la potencia activa en el punto de conexión a la línea de evacuación sea igual al valor de consigna de potencia proveniente del sistema Scada.

Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1602.0 de la tabla anterior y el valor de consigna será el enviado en la dirección de memoria 1401.



Control de potencia activa en rampa (Ramp Rate): Este modo de control hace que la potencia activa en el punto de conexión a la línea de evacuación sea igual al valor de consigna de potencia proveniente del sistema Scada. Sin embargo los cambios de consigna se realizarán de forma rampeada según el valor de rampa establecida por el sistema Scada.

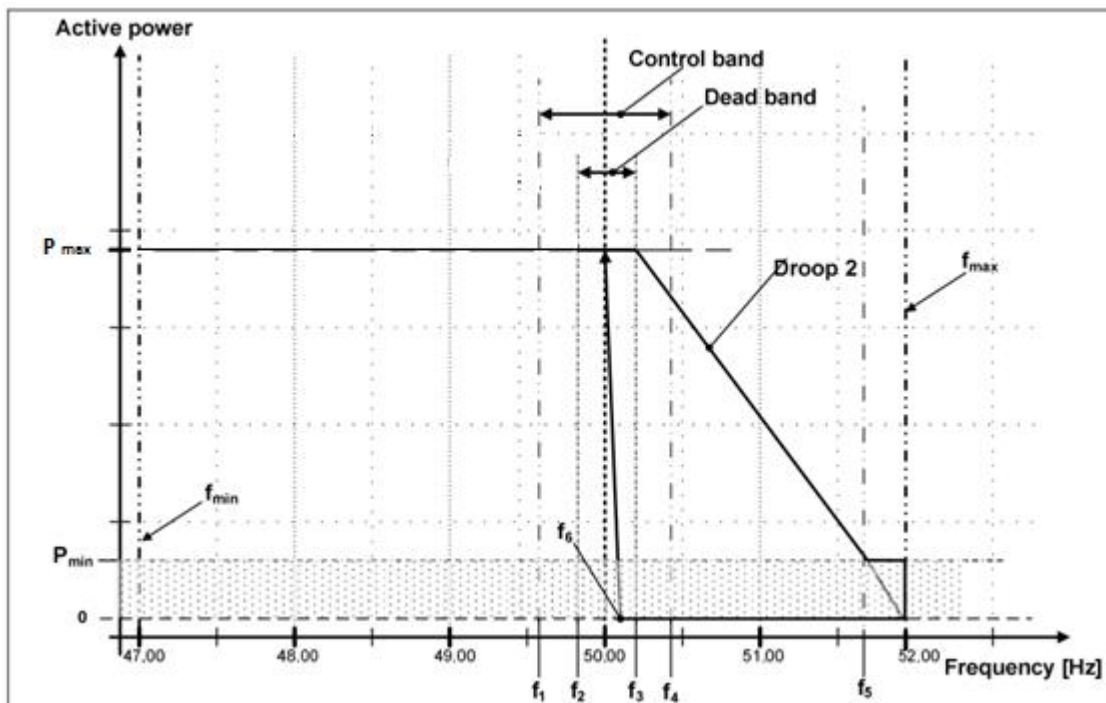
Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1606.0 de la tabla 1 anterior y el valor de consigna será el enviado en la dirección de memoria 1401. El valor de rampeo de la consigna de subida será el enviado en la dirección 1405 y el enviado en la dirección 1406 para descensos de consigna (en MW/min). En el caso del ejemplo, el rampeo es de 22MW/min.



Corrección de potencia por frecuencia: Si este modo está activo, el algoritmo de corrección de potencia activa realizará una corrección de la consigna de potencia activa para conseguir reducir o incrementar la frecuencia de la red. Esta actuación se realiza sobre la salida del regulador de potencia activa seleccionado.

Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1609.0. Existe 5 parámetros para configurar la curva de corrección de potencia por frecuencia. Dichos parámetros son los f_2 , f_3 , f_4 y f_5 de la siguiente gráfica.

Según el artículo 3-16 apartado "e", la restricción de potencia activa transmitida a la red en el punto de conexión debe variar en función de la frecuencia de la red para frecuencias establecidas entre $f_3=50,2\text{Hz}$ y f_5 =a un valor entre 50,5 y 52 Hz. Valores que habrá que establecer a petición de cliente.



Tanto en el caso en que se active el control de frecuencia como en el caso en que no esté activado, el comportamiento de la planta obedecerá a lo indicado en el artículo 3-9 del SyCS para parques fotovoltaicos:

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos	150 segundos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	15 segundos	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos	Permanente
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]		5 segundos	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Los inversores INGECON SUN® soportan cambios de potencia activa hasta 400% por segundo y variaciones de potencia reactiva hasta 300% por Segundo. Sin embargo, las rampas de variación de potencia activa y reactiva de la planta dependerán de los parámetros del sistema de control de planta que se adaptarán a las exigencias de la red.

4. COLTROL POTENCIA REACTIVA

El control de potencia reactiva de planta se realiza de tres modos diferentes:

- Regulación de potencia reactiva
- Regulación de factor de potencia
- Regulación de tensión.

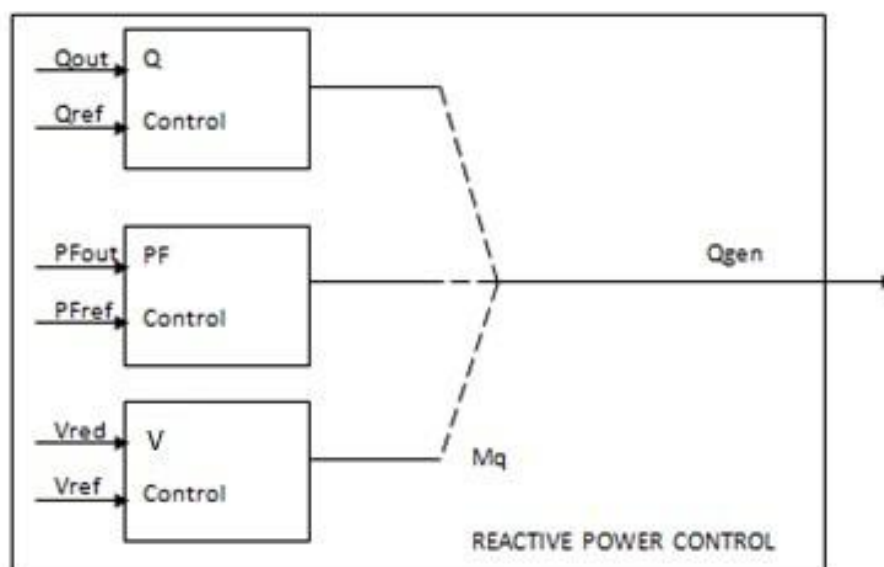
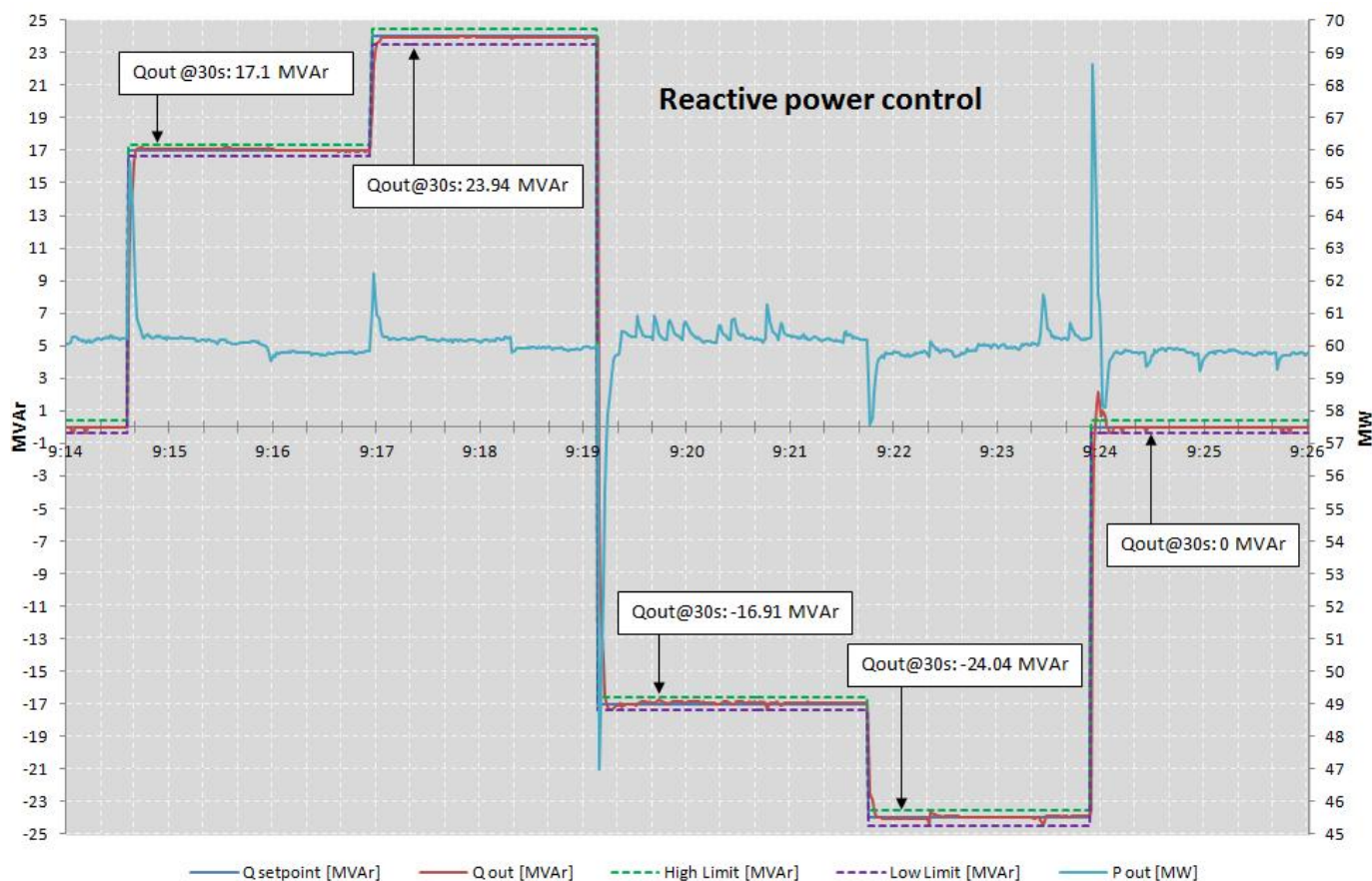


Figure 8. Block diagram of the reactive power control

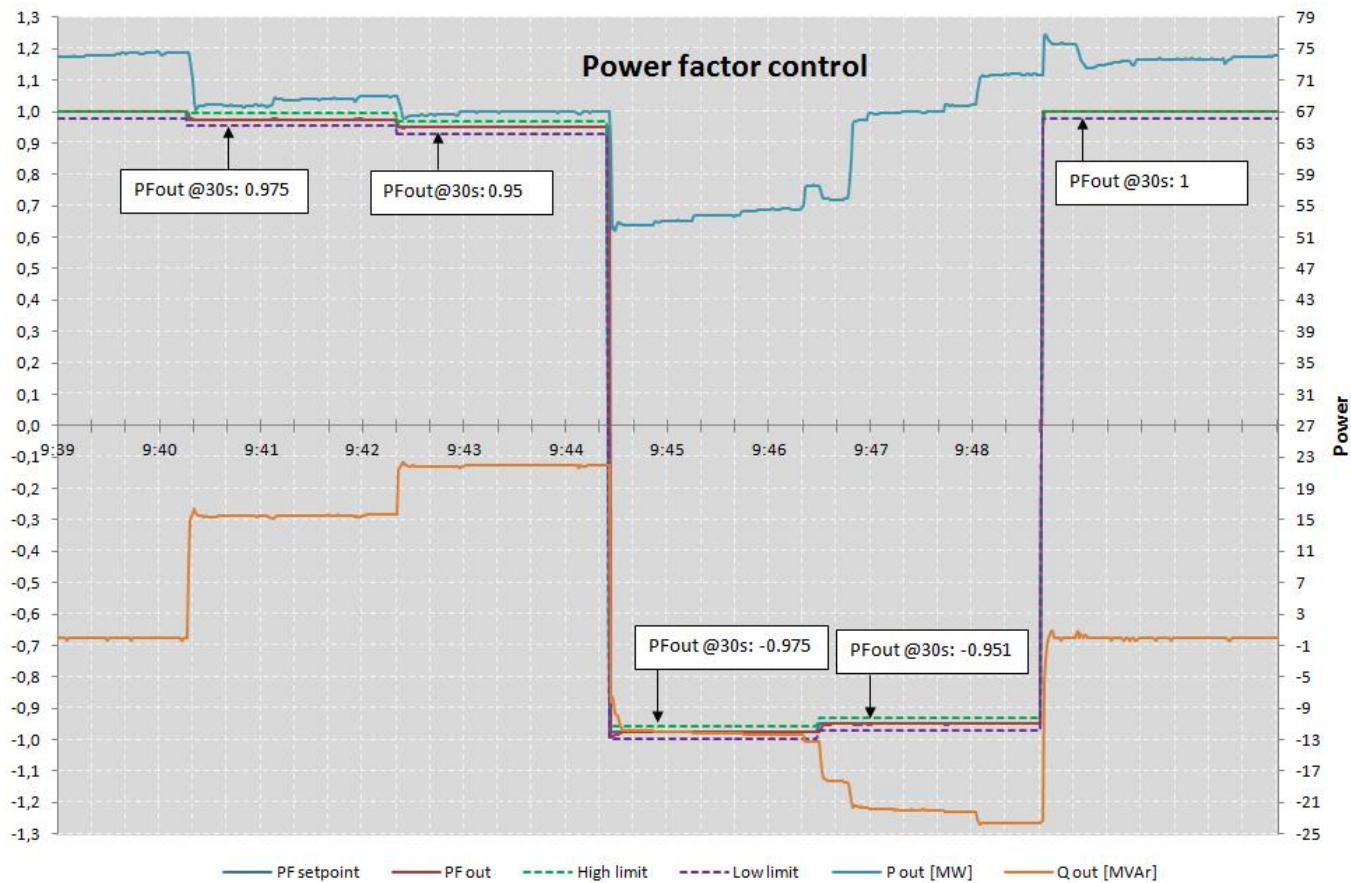
Control de potencia reactiva: Si este modo está activo, el sistema de control llevará a la planta a una producción de potencia reactiva en el punto de conexión a la red de distribución igual a la consigna enviada desde el Scada. Para ello, calculará la consigna de potencia reactiva que deberá enviar a cada uno de los inversores para conseguir dicha consigna.

Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1605.0 y el valor de consigna será el enviado en la dirección de memoria 1402.



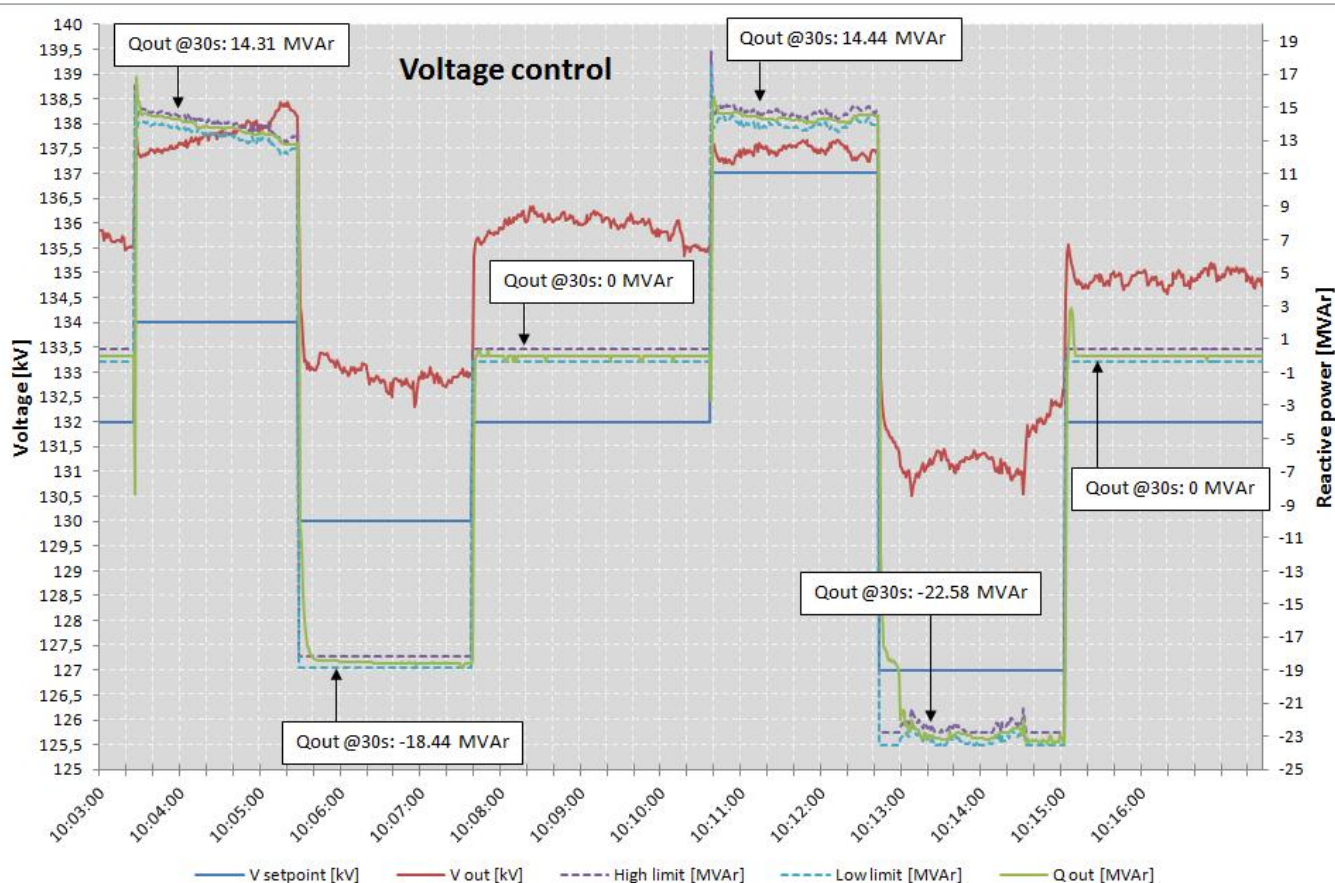
Control de Factor de potencia: Si este modo está activo, el sistema de control llevará a la planta a una producción de factor de potencia en el punto de conexión a la red de distribución igual a la consigna enviada desde el Scada. Para ello, calculará la consigna de potencia reactiva que deberá enviar a cada uno de los inversores para conseguir dicha consigna.

Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1607.0 y el valor de consigna será el enviado en la dirección de memoria 1404.



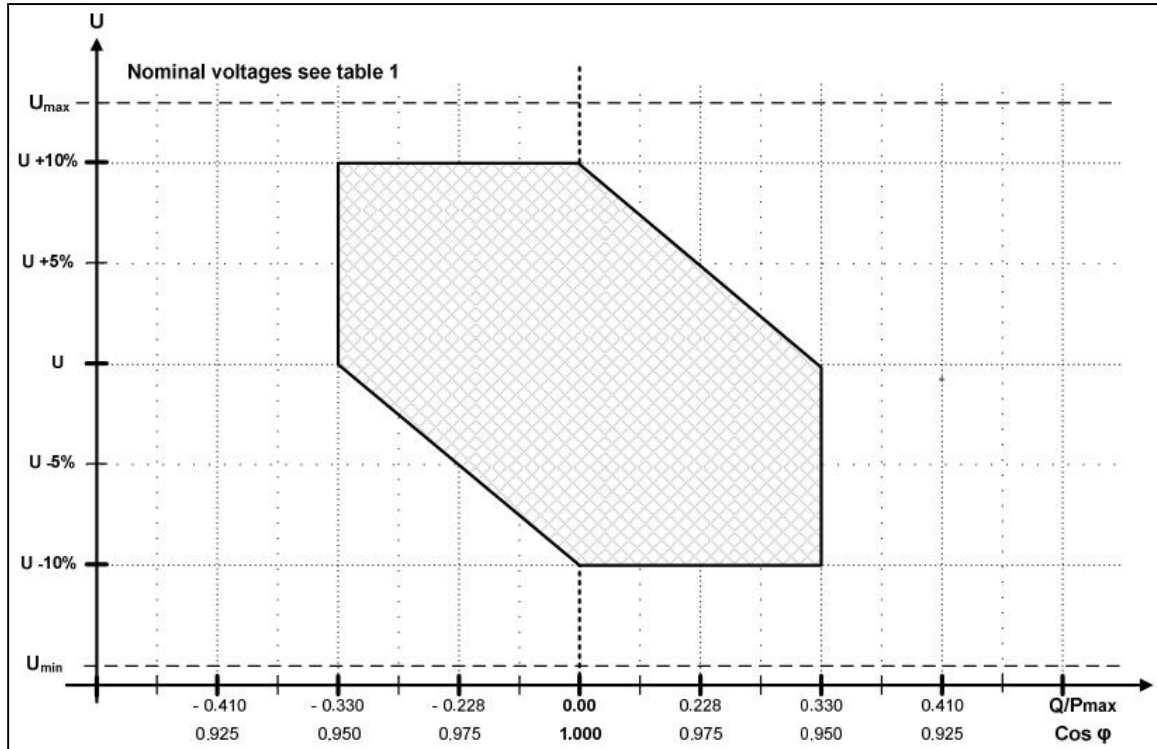
Control de Tensión: Si este modo está activo, el sistema de control llevará a la planta a un valor de tensión en el punto de conexión a la red de distribución igual a la consigna enviada desde el Scada. Para ello, calculará la consigna de potencia reactiva que deberá enviar a cada uno de los inversores para conseguir dicha consigna. Esta regulación se realizará siempre sobre el valor actual de la tensión de red y no sobre la tensión nominal de la red.

Para activar este modo de control es necesario enviar desde el Scada el valor "1" en la dirección de memoria 1604.0 y el valor de consigna será el enviado en la dirección de memoria 1403.



Vigilancias y protecciones sobre el control de potencia reactiva: Existe dos vigilancias que previenen la instalación y la red de conexión de posibles disparos de los sistemas de protección.

Restricción de potencia reactiva por variación de tensión: Tal y como se indica en artículo 3-7 de la nota técnica SyCS, la potencia reactiva debe limitarse en función de la tensión:



Esta curva representa la limitación de potencia reactiva frente a las variaciones de tensión en el punto de conexión de la planta. Individualmente, cada uno de los inversores que componen la planta se comportan según lo indicado en el artículo 3-7.

Restricción de potencia reactiva por curva P-Q: Según se indica en el artículo 3-8 en el paragrafo 2:

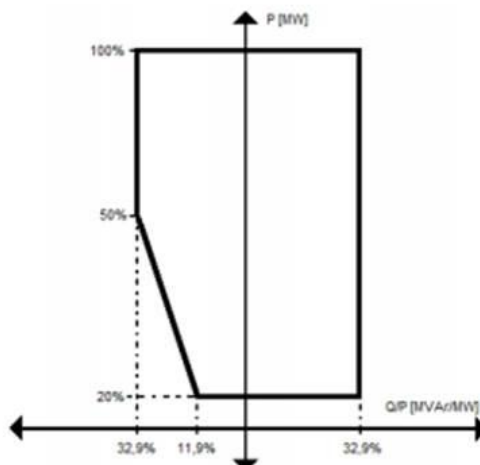
II. Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- a) Potencias activa y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Artículo 3-36

Las Estaciones Conversoras deberán tener la capacidad de suministrar o absorber la potencia activa nominal en el Punto de Conexión al ST, en cualquiera de los extremos terminales, para cualquier punto entre los límites de factor de potencia $\pm 0,95$, respetando la característica P/Q de la figura siguiente.



Por debajo de 20% P_{nom} , la estación convertidora no está obligada a inyectar o absorber potencia reactiva.

Si la estación convertidora no permite cumplir los requerimientos indicados en forma directa por razones tecnológicas, el propietario de las instalaciones deberá instalar los equipos complementarios necesarios para que ésta supla sus necesidades propias de consumo y manejo de reactivos.

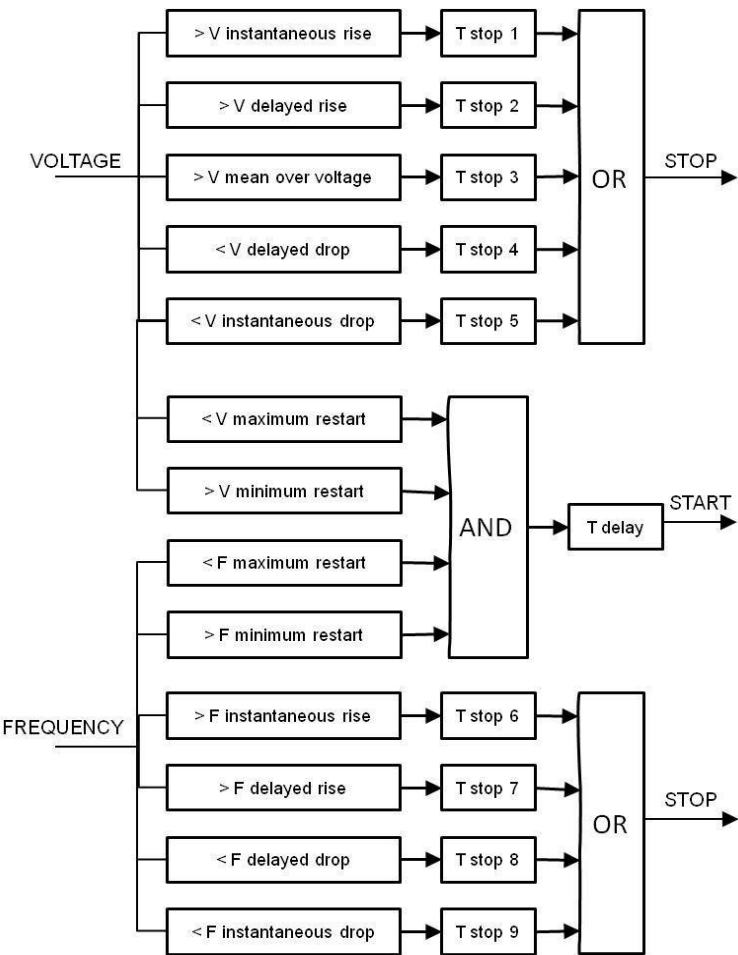
5. CARACTERISTICAS SOPORTADAS POR LOS INVERSORES INGECON SUN®

5.1 PROTECCIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA

Los inversores INGECON SUN® observan el estado de la red continuamente. Cuando la frecuencia se sale de los ajustes nominales, los inversores paran y no reconectan hasta que el valor de tensión de las tres fases y la frecuencia recuperan los valores nominales de forma estable. Estos parámetros de disparo se configuran en función de la especificación de red. Estas protecciones se configuran de forma que no intervengan en caso de un hueco de tensión. Más abajo se describe el comportamiento de los inversores ante un hueco de tensión.

La actuación de las protecciones se produce cuando se producen algunas de las siguientes situaciones:

- Caída instantánea de tensión y frecuencia.
- Caída temporizada de tensión y frecuencia
- Incremento instantáneo de tensión y frecuencia
- Incremento temporizado de tensión y frecuencia.



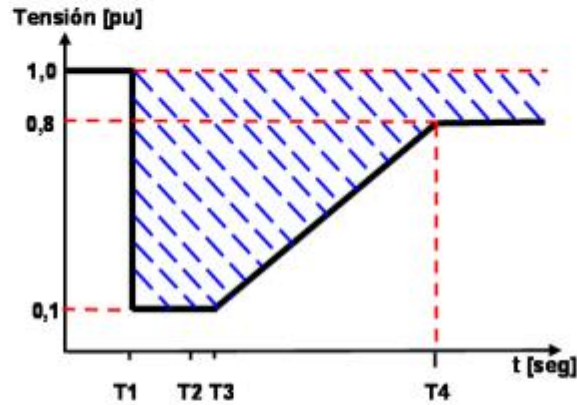
5.2 COMPORTAMIENTO ANTE HUECO DE TENSIÓN

Los sistemas de regulación de tensión requieren que las plantas fotovoltaicas no se desconecten durante un hueco de tensión. Además, algunos sistemas de control de tensión requieren que los inversores proporcionen corriente a la instalación durante dicho hueco.

Los inversores INGECON SUN® pueden superar los huecos de tensión de hasta el 100% de la tensión nominal durante un tiempo configurable. Al término del tiempo configurado, la tensión y frecuencia de la línea debe volver al valor mínimo de funcionamiento (también configurable) para que el inversor se mantenga conectado. Los inversores pueden soportar tanto huecos de tensión trifásicos como bi o monofásicos.

Según lo indicado en el artículo 3-7 el comportamiento de los inversores para la planta debería ser:

Las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que el parque se mantenga en servicio interconectado al SI cuando la tensión fase-tierra de cualquiera de las fases falladas en el Punto de Conexión varíe, a consecuencia de una falla en el sistema de transmisión, dentro de la zona achurada de la figura que se indica a continuación:



Siendo:

$T1 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.

$T2$ = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T3 = T2 + 20$ [ms]

$T4 = 1000$ [ms]

En este caso, según el artículo 5-45 apartado "c" el valor de $T2$ debe ser igual a 400 ms:

Artículo 5-45

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37 y Artículo 5-38, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

5.3 MAPAS DE COMUNICACIÓN MODBUS.

El sistema de control de planta comunica con inversores, Scada y demás elementos de interacción en el control a través del protocolo de comunicación Modbus basado en TCP-IP. A continuación se muestran los mapas:

Medidas analógicas generadas por el sistema de control para ser leídas por sistemas conectados a este (Scada):

ENTRADAS ANALÓGICAS PARA SCADA					
DIRECCIÓN MODBUS PLC CONTROL DE	DESCRIPCIÓN SEÑAL	FORMATO DEL DATO	UNIDAD	TIPO DE DATO MODBUS PLC	ESCALADO UNIDADES FÍSICAS
1001	Total active power	INT16	MW	HR (READ)	0,01
1002	Total reactive power	INT16	MVAr	HR (READ)	0,01
1003	Total power factor	INT16	None	HR (READ)	0,001
1004	Voltage average	INT16	KV	HR (READ)	0,01
1005	Frequency	INT16	Hz	HR (READ)	0,01
1006	Actual Ramp Rate	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1007	Actual Ramp Rate Down	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1008	MW Setpoint feedback	INT16	MW	HR (READ)	0,01
1009	MVAr Setpoint feedback	INT16	MVAr	HR (READ)	0,01
1010	MVAr Low Limit	INT16	MVAr	HR (READ)	0,01
1011	MVAr High Limit	INT16	MVAr	HR (READ)	0,01
1012	Power factor set point feedback	INT16	None	HR (READ)	0,001
1013	Voltage set point feedback	INT16	kV	HR (READ)	0,01
1014	Up Ramp Rate setpoint feedback	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1015	Down Ramp Rate setpoint feedback	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1016	Up Ramp Rate high limit	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1017	Up Ramp Rate low limit	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1018	Down Ramp Rate high limit	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1019	Down Ramp Rate low limit	INT16	MW/min	HR (READ)	0,01
1020	Potencia restringida por estatismo frecuencia	INT16	MW	HR (READ)	0,01

Estados digitales generadas por el sistema de control para ser leídas por sistemas conectados a este (Scada):

ENTRADAS DIGITALES PARA SCADA				
DIRECCIÓN MODBUS PLC CONTROL DE	DESCRIPCIÓN SEÑAL	FORMATO DEL DATO	UNIDAD	TIPO DE DATO MODBUS PLC
1201.0	Curtailement in progress	Single bit	N/A	HR (READ)
1202.0	Curtailement Not ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1203.0	Power Factor control mode Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1204.0	Voltage mode Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1205.0	Power gradient constraint mode Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1206.0	Shutdown	Single bit	N/A	HR (READ)
1207.0	Q control mode Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1208.0	Power Factor Leading/Lagging	Single bit	N/A	HR (READ)
1209.0	Delta production constraint mode Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1210.0	Frecuency/Active Power control Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1211.0	Inyección de reactiva nocturna control Not Ready	Single bit	N/A	HR (READ)
1212-1300	Reserved			HR (READ)
1301.0	Unit Start	Double bit	N/A	HR (READ)
1301.1	Unit Stop		N/A	HR (READ)
1302.0	Voltage control mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1302.1	Voltage control mode OFF		N/A	HR (READ)
1303.0	Q control mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1303.1	Q control mode OFF		N/A	HR (READ)
1304.0	Power Factor control mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1304.1	Power Factor control mode OFF		N/A	HR (READ)
1305.0	Curtailement mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1305.1	Curtailement mode OFF		N/A	HR (READ)
1306.0	Power gradient constraint mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1306.1	Power gradient constraint mode OFF		N/A	HR (READ)
1307.0	Delta production constraint mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1307.1	Delta production constraint mode OFF		N/A	HR (READ)
1308.0	Frecuency/Active Power control mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1308.1	Frecuency/Active Power control mode OFF		N/A	HR (READ)
1309.0	Inyección de reactiva nocturna mode ON	Double bit	N/A	HR (READ)
1309.1	Inyección de reactiva nocturna mode OFF		N/A	HR (READ)
1310-1400	Reserved			HR (READ)

Valores analógicos que envían los sistemas externos al sistema de control. Estos valores son las consignas de regulación que utilizará el sistema de control de planta para implementar las regulaciones.

SALIDAS ANALÓGICAS DESDE SCADA					
DIRECCIÓN MODBUS PLC CONTROL DE PLANTA	DESCRIPCIÓN SEÑAL	FORMATO DEL DATO	UNIDAD	TIPO DE DATO MODBUS PLC CONTROL DE PLANTA	ESCALADO UNIDADES FISICAS
1401	MW setpoint	INT16	MW	HR(READ/WRITE)	1
1402	Q control setpoint	INT16	MVAr	HR(READ/WRITE)	1
1403	Voltage control setpoint	INT16	KV	HR(READ/WRITE)	1
1404	Power Factor control setpoint	INT16	None	HR(READ/WRITE)	0,001
1405	Down Ramp rate setpoint	INT16	MW/min	HR(READ/WRITE)	1
1406	Up Ramp rate setpoint	INT16	MW/min	HR(READ/WRITE)	1
1407	Pdelta setpoint	INT16	%	HR(READ/WRITE)	1
1408-1600	Reserved			HR(READ/WRITE)	N.A.

Valores digitales que envían los sistemas externos al sistema de control. Estos valores son las ordenes de control que utilizará el sistema de control de planta para implementar realizar los cambios de modo de regulación, arranque y parada de planta, etc.

SALIDAS DIGITALES DESDE SCADA				
DIRECCIÓN MODBUS PLC CONTROL DE	DESCRIPCIÓN SEÑAL	FORMATO DEL DATO	UNIDAD	TIPO DE DATO MODBUS PLC
1601.0	Start generation of the IPP	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1601.1	Stop generation of the IPP		N/A	HR(READ/WRITE)
1602.0	Curtailement Active	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1602.1	Curtailement Inactive		N/A	HR(READ/WRITE)
1603.0	Power factor control ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1603.1	Power factor control OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1604.0	Voltage control ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1604.1	Voltage control OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1605.0	Q control ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1605.1	Q control OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1606.0	Power gradient constraint ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1606.1	Power gradient constraint OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1607.0	Power factor Leading	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1607.1	Power factor Lagging Control		N/A	HR(READ/WRITE)
1608.0	Delta production constraint ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1608.1	Delta production constraint OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1609.0	Frecuency/Active Power control ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1609.1	Frecuency/Active Power control OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1610.0	Inyección de reactiva nocturna control ON	Double bit	N/A	HR(READ/WRITE)
1610.1	Inyección de reactiva nocturna control OFF		N/A	HR(READ/WRITE)
1611-11800	Reserved			HR(READ/WRITE)