

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**UNS**  
UNIVERSIDAD  
NACIONAL DEL SANTA

---

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
INGENIERO EN ENERGÍA**

**“ASPECTOS TÉCNICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN AL  
INYECTAR ENERGIA ELÉCTRICA DE MICROGENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA DESDE UNA VIVIENDA  
URBANA EN NUEVO CHIMBOTE – PERÚ”**

---

**AUTORES :**

Bach. KATHERINE CLIRA ALVAREZ CADILLO

Bach. SERGIO DANTE LEÓN SAAVEDRA

**ASESOR :**

Mg. ROBERT FABIÁN GUEVARA CHINCHAYÁN

**NUEVO CHIMBOTE - PERÚ**

**2020**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR**

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D.: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN  
ENERGÍA**

**“ASPECTOS TÉCNICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN AL  
INYECTAR ENERGIA ELÉCTRICA DE MICROGENERACIÓN  
FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA DESDE UNA VIVIENDA URBANA EN  
NUEVO CHIMBOTE – PERÚ”**

**TESISTAS:**

**BACHILLER: KATHERINE CLIRA ALVAREZ CADILLO**

**BACHILLER: SERGIO DANTE LEÓN SAAVEDRA**

**Mg. Robert F. Guevara Chinchayán  
ASESOR**

**NUEVO CHIMBOTE - PERÚ  
2020**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



**CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR**  
**DE TESIS**

Damos la conformidad del presente Informe, desarrollando el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.N°492-2017-CU-R-UNS); intitulado:

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN**  
**ENERGIA**

**“ASPECTOS TÉCNICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN AL**  
**INYECTAR ENERGIA ELÉCTRICA DE MICROGENERACIÓN**  
**FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA DESDE UNA VIVIENDA URBANA**  
**EN NUEVO CHIMBOTE-PERÚ”**

**TESISTAS:**

**BACHILLER: KATHERINE CLIRA ALVAREZ CADILLO**

**BACHILLER: SERGIO DANTE LEÓN SAAVEDRA**

  
-----  
**Mg. José Luis Castillo Ventura**  
**PRESIDENTE**

  
-----  
**Mg. Amancio Ramiro Rojas Flores**  
**SECRETARIO**

  
-----  
**Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayan**  
**INTEGRANTE**

Año de la Universalización de la Salud

## ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintisiete días del mes de julio del año dos mil veinte, siendo las once y diez de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 014-2020-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOSE LUIS CASTILLO VENTURA : PRESIDENTE
- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : SECRETARIO
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYÁN : INTEGRANTE
- M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: “ASPECTOS TÉCNICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN AL INYECTAR ENERGIA ELÉCTRICA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA DESDE UNA VIVIENDA URBANA EN NUEVO CHIMBOTE-PERÚ”, elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **SERGIO DANTE LEÓN SAAVEDRA**, con código de matrícula N°0200811029, teniendo como asesor al docente Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN designado mediante Resolución Decanal N° 266-2019-UNS-FI.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
SERGIO DANTE LEÓN SAAVEDRA	DIECISIETE (17)	MUY BUENO

Siendo las doce horas del mediodía del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.



Mg. José Luis Castillo Ventura  
PRESIDENTE



Mg. Amancio R. Rojas Flores  
SECRETARIO



Mg. Robert F. Guevara Chinchayán  
INTEGRANTE

Año de la Universalización de la Salud

## ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veintisiete días del mes de julio del año dos mil veinte, siendo las once y diez de la mañana, se reunieron en forma virtual a través de la aplicación zoom, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 014-2020-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. JOSE LUIS CASTILLO VENTURA : PRESIDENTE
- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : SECRETARIO
- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYÁN : INTEGRANTE
- M.Sc. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: “ASPECTOS TÉCNICOS EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN AL INYECTAR ENERGIA ELÉCTRICA DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA DESDE UNA VIVIENDA URBANA EN NUEVO CHIMBOTE-PERÚ”, elaborada por la Bachiller de Ingeniería en Energía: **KATHERINE CLIRA ALVAREZ CADILLO**, con código de matrícula N° 0201111010, teniendo como asesor al docente Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN designado mediante Resolución Decanal N° 266-2019-UNS-FI.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
KATHERINE CLIRA ALVAREZ CADILLO	Diecisiete(17)	Muy Bueno

Siendo las doce horas del mediodía del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.

  
Mg. José Luis Castillo Ventura  
PRESIDENTE

  
Mg. Amancio R. Rojas Flores  
SECRETARIO

  
Mg. Robert F. Guevara Chinchayán  
INTEGRANTE

## **DEDICATORIA**

A mis padres Benita y Alberto, quienes han velado en mi vida por mi educación y bienestar apoyándome en todo momento. Por brindarme su amor, comprensión, consejos, apoyo constante y fuerzas para seguir adelante y poder cumplir una de mis metas.

Para mis hermanos

A mis hermanas Cindy y Haydy, por ser parte importante en mi vida, por su amor y cariño. Por brindarme su apoyo durante el tiempo de estudio.

A mi hermano Iván que anhelaba ver que cumpla mis metas y ser profesional, aunque no está físicamente conmigo sé lo feliz que se encuentra desde el cielo por este logro.

*Katherine Alvarez Cadillo*

## DEDICATORIA

Este logro se lo dedico a mis padres,  
gracias a ellos ha sido posible.

Por su apoyo desmedido  
y todas sus enseñanzas  
a lo largo de mi vida.

Para mi hermano, mi  
gran amigo incondicional.

*Sergio León Saavedra*

*"No basta saber, se debe también aplicar. No es suficiente  
querer, se debe también hacer."*

*Johann Wolfgang Von Goethe*

## RECONOCIMIENTO

Agradecimiento a Dios por guardar nuestras vidas  
y permitirnos poder llegar a este logro para  
satisfacción nuestra y de nuestros seres queridos.

Agradecimiento al Mg. Robert Fabián Guevara Chinchayán  
Por brindarnos sus conocimientos para el desarrollo  
del presente informe de tesis, por sus sabios consejos,  
amistad y su apoyo fue posible poder culminar este logro.

Agradecimiento a todos los docentes de la  
Escuela Profesional de Ingeniería en Energía  
Por su enseñanza que aportaron y nos encaminaron en  
nuestra formación ética profesional durante  
nuestra vida universitaria.

Agradecemos a nuestros amigos por las fuerzas e  
influencia que nos brindaron para llegar a este objetivo.

Atentamente,

*Los Autores*

# ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS .....	xi
LISTA DE TABLAS .....	xv
LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS .....	xvi
<b>RESUMEN</b> .....	<b>1</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>2</b>
<b>1. CAPÍTULO I</b> .....	<b>3</b>
1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	4
1.2. ANTECEDENTES .....	5
1.3. HIPÓTESIS.....	8
1.4. OBJETIVOS .....	8
<b>2. CAPÍTULO II</b> .....	<b>10</b>
2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	11
2.1.1. Modelamiento fotovoltaico .....	12
2.1.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red .....	13
2.2. INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED .....	16
2.2.1. Tipos de inversores de conexión a red .....	17
2.2.2. Principio de funcionamiento del inversor .....	18
2.2.3. Funciones principales del inversor .....	19
2.3. COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED .....	20
2.3.1. Comportamiento operativo general.....	21
2.3.2. Suministro de potencia activa .....	26
2.3.3. Suministro de potencia reactiva .....	30
2.3.4. Comportamiento en caso de fallas y perturbaciones en la red eléctrica pública .....	35
2.4. PERTURBACIONES EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	44

2.4.1.	Transitorios.....	44
2.4.2.	Interrupciones.....	46
2.4.3.	Bajada de tensión / Subtensión .....	46
2.4.4.	Aumento de tensión / Sobretensión .....	47
2.4.5.	Distorsión de la forma de onda .....	48
2.4.6.	Fluctuaciones de tensión .....	49
2.4.7.	Variaciones de frecuencia.....	49
2.5.	MARCO NORMATIVO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ .....	50
2.5.1.	Propuesta de marco normativo en el Perú .....	51
2.5.2.	Requerimientos para conexión a la red de la mcd .....	53
<b>3.</b>	<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>56</b>
3.1.	MATERIALES Y/O RECURSOS .....	57
3.1.1.	Software de modelamiento y simulación computacional .....	57
3.1.2.	Funcionalidades del software empleadas en el presente estudio.....	58
3.2.	MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	58
3.3.	METODOLOGÍA DEL CÁLCULO .....	59
3.3.1.	Suministro eléctrico en la vivienda con microgeneración fotovoltaica .....	60
3.3.2.	Detalles generales de la instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida .....	60
3.3.3.	Red de distribución y cargas domiciliarias para el modelo .....	63
3.3.4.	Modelo empleado en la simulación.....	64
<b>4.</b>	<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>70</b>
4.1.	MODELAMIENTO EN POWERFACTORY .....	71
4.2.	ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA.....	72
4.2.1.	Flujo de potencia sin generador fv y sin cargas conectadas .....	72
4.2.2.	Flujo de potencia sin generador fv y con cargas conectadas .....	73
4.2.3.	Flujo de potencia con generador fv y sin cargas conectadas .....	74
4.2.4.	Flujo de potencia con generador fv y con cargas conectadas.....	76
4.3.	SIMULACIÓN DINÁMICA DE OPERACIÓN NORMAL.....	78
4.3.1.	Conexión a la red: arranque suave .....	78

4.3.2.	Desconexión de la red.....	80
4.3.3.	Suministro de potencia activa y reactiva.....	83
4.3.4.	Cambio de irradiancia solar.....	87
4.3.5.	Variación de cargas en la red local.....	92
4.4.	<b>SIMULACIÓN DINÁMICA DE OPERACIÓN CON PERTURBACIONES EN LA RED .....</b>	<b>98</b>
4.4.1.	Variaciones de tensión .....	98
4.4.2.	Variaciones de frecuencia.....	114
4.5.	<b>DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>123</b>
<b>5.</b>	<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>127</b>
5.1.	CONCLUSIONES.....	128
5.2.	RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	129
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>130</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>134</b>
	ANEXO 1: Ficha técnica del inversor fotovoltaico cuyas características se consideraron como base para el modelamiento. ....	135
	ANEXO 2: Ficha técnica del panel fotovoltaico cuyas características se consideraron como base para el modelamiento.....	137
	ANEXO 3: Resolución ministerial que autoriza la publicación de Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida en el Perú. ....	139

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1:</b> Procesos en una celda solar irradiada. ....	12
<b>Figura 2.2:</b> Circuito equivalente de diodo simple de una celda fotovoltaica. ....	13
<b>Figura 2.3:</b> Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	14
<b>Figura 2.4:</b> Diagrama general típico de un sistema fotovoltaico conectado a red. ....	16
<b>Figura 2.5:</b> Esquema del sistema eléctrico de una instalación de MCD residencial....	21
<b>Figura 2.6:</b> Convenio de signos como generador. ....	23
<b>Figura 2.7:</b> Magnitudes y rangos de potencia reactiva en el diagrama P-Q con el convenio de signos como generador para inversores fotovoltaicos. ....	24
<b>Figura 2.8:</b> Curva característica para la rampa de aumento de potencia de acuerdo con la función "Arranque suave".....	26
<b>Figura 2.9:</b> Ejemplo de una curva característica P(U) con dos puntos de referencia..	27
<b>Figura 2.10:</b> Ejemplo de una curva característica P(F).....	28
<b>Figura 2.11:</b> Q(U) curva característica (ejemplos). ....	33
<b>Figura 2.12:</b> Curva característica típica Q(U). ....	34
<b>Figura 2.13:</b> Diagrama "Factor de potencia especificado (FP)" con ejemplo de cálculo. ....	35
<b>Figura 2.14:</b> Media de tensión para el FRT como una función temporal (IEC 61850-90-7).....	39
<b>Figura 2.15:</b> MODO_lq_FRT = 0: según la Asociación Alemana de las Industrias del Agua y la Energía (BDEW) (IEC 62850-90-7).....	39
<b>Figura 2.16:</b> MODO_lq_FRT = 1: según SDLWind (IEC 62850-90-7). ....	40
<b>Figura 2.17:</b> Curva característica P(F) para reducción por sobrefrecuencia. ....	41
<b>Figura 2.18:</b> Transitorio impulsivo positivo. ....	45
<b>Figura 2.19:</b> Transitorio oscilatorio. ....	45
<b>Figura 2.20:</b> Interrupciones en el suministro eléctrico.....	46
<b>Figura 2.21:</b> Bajada de tensión / subtensión. ....	47
<b>Figura 2.22:</b> Aumento de tensión / sobretensión. ....	47
<b>Figura 2.23:</b> Principales tipos de distorsiones de la forma de onda. ....	48
<b>Figura 2.24:</b> Fluctuaciones de tensión.....	49
<b>Figura 2.25:</b> Variaciones de frecuencia. ....	49
<b>Figura 3.1:</b> Software PowerFactory de DigSILENT (Versión 15.1.7). Captura de pantalla. ....	57
<b>Figura 3.2:</b> Representación gráfica del sistema fotovoltaico en la red eléctrica modelado en PowerFactory.....	64

<b>Figura 3.3:</b> Diagrama interno de bloques del Sistema Fotovoltaico, implementado en PowerFactory. ....	66
<b>Figura 3.4:</b> Modelo de la red de distribución con presencia de MCD fotovoltaica. ....	68
<b>Figura 4.1:</b> Modelo de la red de distribución con presencia de MCD fotovoltaica, implementado en PowerFactory. ....	71
<b>Figura 4.2:</b> Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, sin generador FV y sin cargas conectadas. ....	72
<b>Figura 4.3:</b> Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, sin generador FV y con cargas conectadas. ....	74
<b>Figura 4.4:</b> Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV (a máxima potencia en NOCT) y sin cargas conectadas. ....	75
<b>Figura 4.5:</b> Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV (limitado a 1500 W) y sin cargas conectadas. ....	76
<b>Figura 4.6:</b> Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV y con cargas conectadas. ....	77
<b>Figura 4.7:</b> Potencia activa y reactiva inyectada durante la rampa de inicio. ....	79
<b>Figura 4.8:</b> Variación de tensión en p.u., tras la inyección de energía a la red durante la rampa de inicio. ....	79
<b>Figura 4.9:</b> Variación de frecuencia en Hz, tras la inyección de energía a la red durante la rampa de inicio. ....	80
<b>Figura 4.10:</b> Cese de inyección de potencia activa y reactiva tras desconexión. ....	81
<b>Figura 4.11:</b> Variación de tensión en p.u., tras el cese de inyección de energía a la red. ....	82
<b>Figura 4.12:</b> Variación de frecuencia en Hz, tras el cese de inyección de energía a la red. ....	82
<b>Figura 4.13:</b> Limitación de potencia generada medida en los bornes del inversor. ....	83
<b>Figura 4.14:</b> Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación del factor de potencia. ....	84
<b>Figura 4.15:</b> Nodo PT-5 - Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación del factor de potencia. ....	85
<b>Figura 4.16:</b> Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación de potencia reactiva. ....	86
<b>Figura 4.17:</b> Nodo PT-5 - Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación de potencia reactiva. ....	86
<b>Figura 4.18:</b> Cambio de irradiancia solar ( $W/m^2$ ). ....	87
<b>Figura 4.19:</b> Inyección de potencia activa y reactiva tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia. ....	88

<b>Figura 4.20:</b> Variación de tensión en la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia. ....	89
<b>Figura 4.21:</b> Variación de frecuencia de la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia. ....	89
<b>Figura 4.22:</b> Inyección de potencia activa y reactiva tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva. ....	90
<b>Figura 4.23:</b> Variación de tensión en la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva. ....	91
<b>Figura 4.24:</b> Variación de frecuencia de la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva. ....	92
<b>Figura 4.25:</b> Nodos considerados para los eventos de Conexión/Desconexión.....	93
<b>Figura 4.26:</b> Variación de tensión de la red con eventos de Conexión/Desconexión, sin sistema fotovoltaico. ....	95
<b>Figura 4.27:</b> Variación de frecuencia de la red con eventos de Conexión/Desconexión, sin sistema fotovoltaico. ....	95
<b>Figura 4.28:</b> Variación de tensión de la red con eventos de Conexión/Desconexión, con sistema fotovoltaico. ....	96
<b>Figura 4.29:</b> Variación de frecuencia de la red con eventos de Conexión/Desconexión, con sistema fotovoltaico. ....	97
<b>Figura 4.30:</b> Perturbaciones en la inyección de potencia activa del sistema fotovoltaico, con eventos de Conexión/Desconexión.....	97
<b>Figura 4.31:</b> Curva Q(U) empleada en las simulaciones. ....	98
<b>Figura 4.32:</b> Curva FRT empleada en las simulaciones. ....	99
<b>Figura 4.33:</b> Evento de disminución del 3% de la tensión de la red.....	100
<b>Figura 4.34:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 3% de la tensión de la red.....	101
<b>Figura 4.35:</b> Evento de disminución del 7% de la tensión de la red.....	101
<b>Figura 4.36:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 7% de la tensión de la red.....	102
<b>Figura 4.37:</b> Evento de disminución del 14% de la tensión de la red.....	103
<b>Figura 4.38:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 14% de la tensión de la red. ....	103
<b>Figura 4.39:</b> Evento de disminución del 20% de la tensión de la red.....	104
<b>Figura 4.40:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 20% de la tensión de la red. ....	105
<b>Figura 4.41:</b> Evento de incremento del 2% de la tensión de la red. ....	106

<b>Figura 4.42:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 2% de la tensión de la red.....	106
<b>Figura 4.43:</b> Evento de incremento del 8% de la tensión de la red.....	107
<b>Figura 4.44:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 8% de la tensión de la red.....	108
<b>Figura 4.45:</b> Evento de incremento del 15% de la tensión de la red.....	109
<b>Figura 4.46:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 15% de la tensión de la red.....	109
<b>Figura 4.47:</b> Evento de incremento del 20% de la tensión de la red.....	110
<b>Figura 4.48:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 20% de la tensión de la red.....	111
<b>Figura 4.49:</b> Evento de cortocircuito en el nodo PT-5 para ocasionar una bajada de tensión en la red.....	112
<b>Figura 4.50:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante una bajada de tensión en la red.....	112
<b>Figura 4.51:</b> Evento de aumento de tensión en la red.....	113
<b>Figura 4.52:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante un aumento de tensión en la red.....	114
<b>Figura 4.53:</b> Curva P(F) utilizada para las simulaciones.....	115
<b>Figura 4.54:</b> Evento de disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.5 Hz....	116
<b>Figura 4.55:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante la disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.5 Hz.....	116
<b>Figura 4.56:</b> Evento de disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.1 Hz....	117
<b>Figura 4.57:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante la disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.1 Hz.....	118
<b>Figura 4.58:</b> Evento de incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.3 Hz....	119
<b>Figura 4.59:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.3 Hz.....	120
<b>Figura 4.60:</b> Evento de incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz....	121
<b>Figura 4.61:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz, utilizando la Curva P(F).....	122
<b>Figura 4.62:</b> Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz, sin utilizar la Curva P(F).....	122

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 2.1:</b> Modos de operación de acuerdo al suministro de potencia activa. ....	31
<b>Tabla 2.2:</b> Características propuestas para la generación distribuida en el Perú. ....	52
<b>Tabla 2.3:</b> Umbral de protección de máxima y mínima tensión. ....	54
<b>Tabla 2.4:</b> Umbral de protección de máxima y mínima frecuencia. ....	55
<b>Tabla 3.1:</b> Características del inversor de conexión a red. ....	61
<b>Tabla 3.2:</b> Características del panel fotovoltaico. ....	62
<b>Tabla 3.3:</b> Valores de referencia del arreglo fotovoltaico. ....	62
<b>Tabla 3.4:</b> Características del transformador empleado en el modelo de la red. ....	63
<b>Tabla 3.5:</b> Valores de cargas considerados en cada punto de acometida domiciliaria. .....	64

## LISTA DE ABREVIATURAS UTILIZADAS

BT	:	Baja tensión.
CA	:	Corriente alterna.
CC	:	Corriente continua.
EDE	:	Empresa de distribución eléctrica.
F	:	Frecuencia.
FP	:	Factor de potencia.
FV	:	Fotovoltaico(a).
NOCT	:	(Nominal Operating Cell Temperature). Temperatura de funcionamiento nominal de la celda.
MCD	:	Microgeneración distribuida.
MCD	:	Mediana generación distribuida.
MINEM	:	Ministerio de Energía y Minas del Perú.
MPPT	:	(Maximum Power Point Tracking). Seguimiento del punto de máxima potencia.
MT	:	Media tensión.
P	:	Potencia Activa.
PAT	:	Puesta a tierra.
PCC	:	(Point of Common Coupling). Punto de acoplamiento común.
Q	:	Potencia Reactiva.
RMS	:	(Root Mean Square). Raíz de la media cuadrática. Valor cuadrático medio de un conjunto de valores.
ROCOF	:	(Rate of Change of Frequency). Tasa de variación de frecuencia.
S	:	Potencia Aparente.
STC	:	(Standard Test Conditions). Condiciones de prueba estándar.

## RESUMEN

Esta tesis pretende dar a conocer el impacto que tiene la microgeneración fotovoltaica distribuida (MCD) en la red eléctrica de distribución de baja tensión, desde la perspectiva de un estudio de los principales aspectos técnicos a tener en cuenta que están involucrados. Los estudios realizados se orientaron para una vivienda urbana y su correspondiente red local de distribución típica en el distrito de Nuevo Chimbote, departamento de Ancash.

En primer lugar, se hizo una revisión teórica de los principales problemas que pueden darse en el suministro eléctrico, así como de la dinámica de operación de un inversor fotovoltaico. Luego, haciendo uso de la herramienta de simulación computacional PowerFactory de DigSILENT, se realizó el modelamiento de un sistema fotovoltaico con capacidad de inyección de energía a la red, para la vivienda en estudio, y de su correspondiente red local de distribución. Dicho modelo se verificó y validó mediante análisis de flujos de potencia.

Después, mediante estudios dinámicos, se analizó el impacto ocasionado debido a la inyección de energía, en los niveles de tensión y frecuencia de la red a la que está conectado, así como la respuesta dinámica del sistema frente a perturbaciones; todo esto en diversos escenarios y en dos situaciones: Durante operación normal y con perturbaciones externas en la red. Se comprobó que, durante la operación normal, el impacto en la red en términos de variación de tensión y frecuencia es despreciable, mientras que, durante perturbaciones eléctricas externas en la red, el sistema puede apoyar al soporte de la misma.

Se concluyó que, los principales aspectos técnicos a considerar en la microgeneración fotovoltaica distribuida son: La potencia activa y reactiva inyectada, la variación de tensión y frecuencia en la red, y evitar el funcionamiento en isla del sistema fotovoltaico en la red.

*PALABRAS CLAVE:* Sistema fotovoltaico conectado a la red, microgeneración distribuida, inversor fotovoltaico, modelo fotovoltaico, PowerFactory, DigSILENT.

## ABSTRACT

This thesis aims to make known the impact that distributed photovoltaic microgeneration has on the low voltage electrical distribution grid, from the perspective of a study of the main technical aspects to take into account that are involved. The studies carried out were oriented towards an urban dwelling and its corresponding typical local distribution grid in the district of Nuevo Chimbote, Ancash department.

In the first place, a theoretical review was made of the main problems that can occur in the electricity supply, as well as the operating dynamics of a photovoltaic inverter. Then, using DIgSILENT PowerFactory computational simulation tool, a photovoltaic system with the capacity to inject energy into the grid was modeled for the dwelling under study and its corresponding local distribution grid. This model was verified and validated by power flow analysis.

Later, by means of dynamic studies, the impact caused due to the injection of energy, on the voltage and frequency levels of the grid to which it is connected, as well as the dynamic response of the system against disturbances, was analyzed; all this in various scenarios and in two situations: During normal operation and with external disturbances in the grid. It was found that, during normal operation, the impact on the grid in terms of voltage and frequency variation is negligible, while, during external electrical disturbances in the grid, the system can help the support of the same.

It was concluded that the main technical aspects to be considered in distributed photovoltaic microgeneration are: Injected active and reactive power, voltage and frequency variation in the grid, and avoiding island operation of the photovoltaic system in the grid.

**KEYWORDS:** Grid-connected photovoltaic system, distributed microgeneration, photovoltaic inverter, photovoltaic model, PowerFactory, DIgSILENT.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

## 1.1. REALIDAD PROBLEMÁTICA

En varios países del mundo el desarrollo tecnológico y la progresiva implementación de nuevas fuentes de microgeneración con especial énfasis en energías renovables, unidos a los procesos de liberalización del mercado eléctrico y los condicionantes de respeto al medio ambiente ha permitido una gran evolución en la *Generación Distribuida* de la energía eléctrica.

Con el avance de la tecnología respectiva y teniendo claros los procesos para impulsarla, la Generación Distribuida se hace más útil y necesaria, no solo para contribuir con el desarrollo tecnológico y económico de las naciones, sino con la finalidad de reducir el impacto ambiental de las emisiones de CO<sub>2</sub> que perjudican al planeta contribuyendo al cambio climático, y también para darle mayores oportunidades al consumidor y orientarlo en el uso del recurso energético y su demanda.

El estado peruano, a través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), ha pre-publicado el Proyecto de Decreto Supremo, con el cual se aprobaría el Reglamento de la Generación Distribuida, aspecto que se encuentra pendiente. Se hace necesaria la pronta integración de estas tecnologías, dado que como país estamos rezagados respecto a otros países de Latinoamérica y a nivel mundial.

La presencia de las tecnologías de generación fotovoltaica en los sistemas eléctricos de distribución constituye un nuevo reto no solo para los propios sistemas sino también para los avances tecnológicos. La inyección de energía en las redes de distribución produce diversos efectos o impactos a nivel técnico. A pesar de ello, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y frecuencia, así como la continuidad del servicio.

Debido a esto el presente trabajo pretende analizar los más relevantes aspectos técnicos para la implementación de la microgeneración fotovoltaica distribuida en nuestro país.

Considerando todo ello, se plantea el siguiente problema:

**¿Cuáles son los principales aspectos técnicos que se deben tener en cuenta en una red de distribución al inyectar energía eléctrica de microgeneración fotovoltaica distribuida desde una vivienda urbana en Nuevo Chimbote?**

## 1.2. ANTECEDENTES

Ortiz (2010), en su tesis para optar el grado de Maestro en Ingeniería, titulada “Estudio técnico-económico en la incorporación de fuentes de generación distribuida a la red eléctrica”, aborda el problema de la transición hacia la generación distribuida para el abasto de servicios eléctricos en México, y más específicamente, en el Valle de México. Como alternativa emplea la generación distribuida con celdas fotovoltaicas, toma un edificio experimental de la Ciudad Universitaria cuyas cargas eléctricas se han monitoreado, y en base a eso diseña un sistema fotovoltaico de abasto interconectado a la red eléctrica y analiza desde los puntos de vista técnicos y de factibilidad económica. Con todo esto concluye lo siguiente: La energía solar fotovoltaica representa un medio para mejorar la calidad ambiental en el Valle de México, además de los claros beneficios técnicos que ofrece como fuente de respaldo, ya que existen equipos (baterías) para almacenar la energía producida para ser usada en caso de un desabasto por parte de la compañía que suministra el servicio eléctrico. Con respecto a los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencia al incorporar una fuente de generación distribuida a la red de distribución, concluye que, el impacto más importante es la descarga de las líneas de transmisión y el soporte a los voltajes nodales, esto se traduce en menores pérdidas eléctricas; lo cual representa un mayor rango de confiabilidad y una energía de mejor calidad a los usuarios. Además, a nivel local los paneles fotovoltaicos podrían operar como autoabastecimiento a la carga local en la presencia de fallas en la red eléctrica.

Chuqui (2014), en su tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico, titulada “Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones”, presenta una descripción de las diferentes ventajas y desventajas de dicha generación, junto a un estudio de su inclusión en Ecuador, a fin de generar un interés para invertir en este campo que aún no es mayormente explotado. Hace énfasis en que la Generación Distribuida surge como una opción, por el hecho de que el Ecuador es especialmente rico en recursos alternativos como el sol, viento, pequeñas vertientes, etc., esto hace factible el desarrollo de energías no convencionales en distintos puntos topográficos del país. Por todo ello concluye lo siguiente: La Generación Distribuida implica varios beneficios, puesto que se logra una considerable disminución en los costos de la energía, disminución de las pérdidas en los sistemas de distribución, además mejoran la confiabilidad y calidad del servicio; y con fuentes de energía renovables, se logra una disminución en las emisiones de gases contaminantes. Por otra parte, las condiciones económicas

inadecuadas de un país; y los altos costos que aún mantienen ciertas tecnologías de Generación Distribuida, son las principales limitantes en cuanto a su implementación y desarrollo. Diversos factores limitan la elección de un tipo de tecnología para la implementación de Generación Distribuida a nivel residencial. Debido a esto, los sistemas de generación fotovoltaicos resultan los más apropiados para ser instalados en hogares y edificaciones, de acuerdo a la radiación solar en la ciudad de Quito; además, cumplen las expectativas de demanda energética. El análisis realizado demuestra la viabilidad y rentabilidad que supone la implementación de paneles solares fotovoltaicos conectados a la red, orientado principalmente a satisfacer una demanda residencial. Los diferentes cálculos muestran parámetros analizados y definidos para el autoconsumo de energía en una vivienda y/o edificación, además de vender energía cuando se generen excedentes, lo que supone un beneficio económico para la instalación.

Moncada (2015), en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista, titulada "Impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución", establece una metodología para determinar el impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución. Para ello, comienza determinando la capacidad del sistema de generación solar fotovoltaica de prueba. Luego se procede a implementar dichos sistemas de generación solar fotovoltaica, en un sistema de distribución cuyas características son similares a un sistema de distribución colombiano. Dichos sistemas se modelaron en el software de simulación PowerFactory de DlgSILENT, en el cual se ejecutaron los estudios de flujo de potencia, cortocircuitos y transitorios. Estos estudios ayudaron a determinar el impacto de los sistemas de generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución. Con todo esto, concluye que: La masificación de la generación solar fotovoltaica a una escala controlada no causa un impacto negativo en el sistema de distribución. Por el contrario, puede tener un impacto positivo en este ya que no sólo ayudará con los problemas de regulación que presenten, sino que también ayudarán a alimentar demandas en algunos puntos del sistema y los flujos de potencia se reducirán en algunas líneas causando que las pérdidas en el sistema de distribución se reduzcan.

Sánchez (2014), en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista, titulada "Efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección de una red de distribución radial típica en 10 kV de la ciudad de Arequipa", logra solucionar el problema de aporte de corrientes de cortocircuito por parte del Generador Distribuido mediante un estudio de coordinación de protecciones de

sobrecorriente y ajuste de protecciones, de igual manera, logra solucionar el problema de la operación en isla del Generador Distribuido mediante una selección adecuada del esquema de protección con las funciones de protección necesarias recomendadas por el estándar IEEE 1547, asimismo, para la validación de lo descrito anteriormente realiza un procedimiento secuencial, el cual detalla paso a paso un caso de estudio correspondiente a la interconexión de un sistema de generación distribuida en el lado de baja en 10 kV de la subestación PORONGOCHÉ 33/10 kV que alimenta a todo un centro comercial. Con todo lo anterior, concluye lo siguiente: El sistema de protección en la interconexión del Generación Distribuida con la red de distribución tendría dos funciones, primero detectar y aislar el funcionamiento de operación en isla de la Generación Distribuida, segundo detectar y aislar la central de Generación Distribuida de la red de distribución ante cualquier falla producida en el sistema para evitar daños en la misma central de Generación Distribuida y en la red de distribución, por aportes de corrientes de cortocircuito de la Generación Distribuida a la red de distribución. También concluye que, con presencia de Generación Distribuida, existe una reducción en las pérdidas totales presentes en la red de distribución, esto se puede traducir en un ahorro económico y aumento en la eficiencia del sistema de distribución; del mismo modo, determina que hay una mejora sustancial (disminución) en la caída de tensión con la incorporación del sistema de Generación Distribuida.

Orga (2009), en su tesis para optar el título de Ingeniero Electricista, titulada “Análisis de la generación distribuida y su tratamiento regulatorio en el Perú”, muestra las ventajas que ofrece la generación eléctrica distribuida, para cumplir las necesidades de la sociedad en electricidad; también explora diferentes experiencias de adopción de este tipo de esquemas de generación en varios países latinoamericanos, haciendo énfasis especial en los resultados económicos, ambientales, y de mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico; asimismo estudia la posibilidad de implementación de sistemas de generación distribuida bajo condiciones de estímulo estatal para el desarrollo de tecnologías de generación basadas en energías renovables y cogeneración. De todo lo anteriormente expuesto, concluye que: La decisión de uso de la Generación Distribuida por una empresa eléctrica, le ayuda a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red de distribución es restringida. Así, el uso de la Generación Distribuida por parte de la empresa permite evitar costos extensos y obras largas al suministrar la demanda;

por otro lado, si se usa la Generación Distribuida como reserva, puede aliviar la carga de la red en horas punta. Del mismo modo si la Generación Distribuida es utilizada como un suplemento a la conexión de la distribuidora, puede incrementar significativamente la confiabilidad del usuario final. También concluye que la presencia del generador distribuido en la red de distribución puede proporcionar seguridad adicional en el suministro de energía eléctrica dependiendo de la configuración y del sistema de protecciones.

### **1.3. HIPÓTESIS**

Los principales aspectos técnicos a tener en cuenta en una red de distribución al inyectar energía eléctrica de microgeneración fotovoltaica distribuida desde una vivienda urbana en Nuevo Chimbote son: La potencia activa y reactiva inyectada, la variación de tensión y de frecuencia en la red, y evitar el funcionamiento en isla de la instalación.

### **1.4. OBJETIVOS**

#### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar los principales aspectos técnicos que se deben tener en cuenta en una red de distribución al inyectar energía eléctrica de microgeneración fotovoltaica distribuida desde una vivienda urbana en Nuevo Chimbote.

#### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Dar a conocer las principales características de operación de un inversor fotovoltaico típico necesario para inyectar energía a la red eléctrica de distribución desde una instalación domiciliaria.

- Realizar el modelamiento computacional de una instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida típica para una vivienda urbana en Nuevo Chimbote.
- Realizar, mediante simulación computacional, cálculos de flujos de potencia y estudios dinámicos en una red eléctrica de distribución en baja tensión con presencia de microgeneración distribuida.

# **CAPÍTULO II**

## **MARCO TEÓRICO**

## 2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En general, un *Sistema Fotovoltaico* es el conjunto de elementos, conectados entre sí con el propósito de captar la energía solar (radiación) y convertirla en energía eléctrica para su posterior aprovechamiento. Estos elementos son, por lo general: Paneles FV, inversores, reguladores de carga, baterías, medidores, tableros eléctricos, cables, protecciones, elementos de conexión, etc.

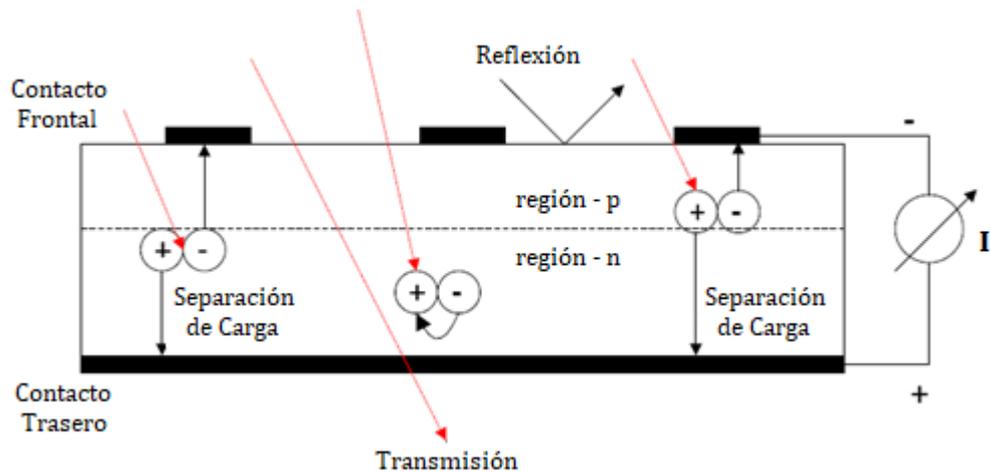
### **Paneles fotovoltaicos**

Los paneles o módulos fotovoltaicos son aquellos que convierten la radiación solar en energía eléctrica. Cada uno de estos paneles está compuesto por varias celdas o células fotovoltaicas. Los paneles fotovoltaicos se conectan entre sí en arreglos (matrices) para producir grandes cantidades de energía eléctrica. El arreglo, se conecta entonces con el resto de elementos componentes del sistema.

Un *arreglo fotovoltaico* está conformado de varias *cadena*s (strings), en paralelo. Cada *cadena* se compone de varios módulos fotovoltaicos conectados en serie (Moncada, 2015).

### **Celdas fotovoltaicas**

Las celdas fotovoltaicas están hechas de materiales semiconductores que tienen cuatro electrones de valencia en la capa exterior, siendo el semiconductor más utilizado para fabricarlas el silicio. En el caso de los semiconductores, la banda de conducción está vacía, pero el espacio entre la banda de conducción y la banda de valencia es muy angosto. Debido al pequeño espacio entre bandas, es posible el fácil levantamiento de los electrones desde la banda de valencia a la de conducción cuando son alcanzados por los fotones cargados. Este fenómeno, que se denomina efecto fotovoltaico, se emplea para generar la corriente en las celdas fotovoltaicas y se ilustra a continuación, en la *Figura 2.1* (Mahmood, 2012).



**Figura 2.1:** Procesos en una celda solar irradiada.

Fuente: Mahmood (2012).

### Sistemas fotovoltaicos para instalación en viviendas

Para el caso de los sistemas fotovoltaicos para instalación en viviendas, estos pueden clasificarse en dos grandes grupos: Autónomos (*off-grid*) y conectados a red (*grid-connected*).

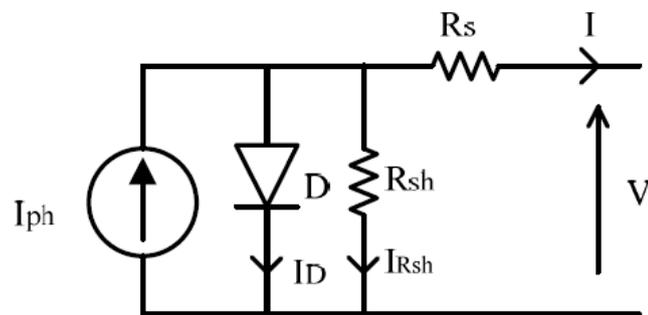
Los *sistemas autónomos* tienen como función satisfacer una demanda energética determinada. Por esta razón prácticamente todos los sistemas autónomos incorporan un equipo de acumulación de energía (baterías).

Los *sistemas conectados a red* producen energía eléctrica para ser inyectada a la red de distribución. Dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos de acumulación de energía (Perpiñán et al., 2012).

#### 2.1.1. MODELAMIENTO FOTOVOLTAICO

El circuito equivalente con un solo diodo es el modelo fotovoltaico más popular que describe las características del sistema fotovoltaico y se muestra en la *Figura 2.2*. El comportamiento de una celda solar no irradiada es muy similar al de un diodo. El modelo basado en el diodo con una fuente de corriente controlada se puede utilizar para predecir el comportamiento del sistema fotovoltaico en varios niveles de irradiancia, temperatura y condiciones de carga. La resistencia en serie  $R_s$  representa la caída de voltaje durante la transferencia de los portadores de

carga desde la unión de los semiconductores hasta los contactos externos. La resistencia paralela  $R_{sh}$  representa las corrientes de fuga en los bordes de la celda. Con la variación de la irradiancia y la temperatura de la celda, habrá un cambio considerable en la corriente y el voltaje que resultará en un aumento o disminución de la potencia de salida de la celda FV. Es muy esencial configurar el sistema fotovoltaico para que funcione en el MPP (punto de máxima potencia) para proporcionar la máxima potencia posible y el siguiente modelo se puede utilizar para diseñar, la función MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia), el tamaño del inversor y su control (Jose, 2012).



**Figura 2.2:** Circuito equivalente de diodo simple de una celda fotovoltaica.

Fuente: Jose (2012).

Para describir las curvas características V-I del sistema fotovoltaico, hay tres puntos de medición principales, así como los valores obtenidos, que son importantes mencionar:

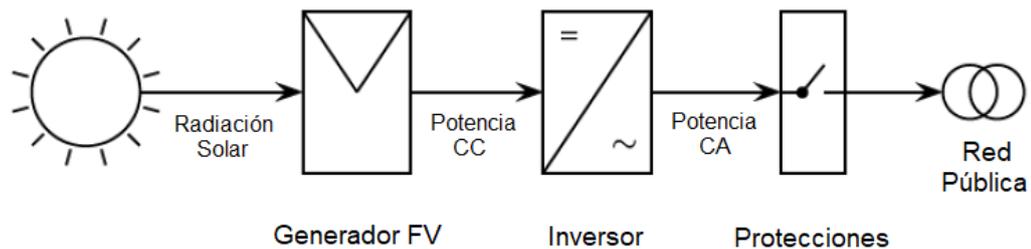
- 1) Punto de Máxima Potencia (MPP).
- 2) Medición de cortocircuito.
- 3) Medición de circuito abierto.

### 2.1.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Un *sistema fotovoltaico conectado a la red* tiene como función producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada en la red pública de suministro.

La energía producida por este sistema será consumida parcial totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo.

Como se muestra en la *Figura 2.3*, un sistema fotovoltaico conectado a red se compone básicamente del generador fotovoltaico, un inversor CC/CA y un conjunto de protecciones eléctricas.



**Figura 2.3:** Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Fuente: Perpiñán et al. (2012).

### **Mecanismos de retribución económica**

Es común que existan mecanismos de retribución económica que compensen al propietario del sistema por la energía que su sistema inyecta a la red. Existen dos esquemas muy utilizados en diversos países: La medición neta (*net-metering*) y la facturación neta (*net-billing*) (Dufo y Bernal, 2015).

El mecanismo de medición neta (*net-metering*) compensa los saldos de energía eléctrica entre el sistema fotovoltaico conectado a red y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del sistema FV supera al consumo, se inyecta a la red eléctrica el excedente, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del sistema FV. Estos derechos de consumo se pueden ejercer cuando la producción del sistema FV no es suficiente para satisfacer el consumo asociado.

El mecanismo de facturación neta (*net-billing*) retribuye al propietario del sistema fotovoltaico conectado a red con ingresos económicos derivados del excedente de la energía producida. Cuando la producción del sistema FV supera al consumo asociado, se inyecta a la red eléctrica el excedente, vendiéndolo a la empresa distribuidora de energía a una tarifa mayorista (regulada). Cuando la producción

del sistema FV no es suficiente para satisfacer el consumo asociado, se compra energía de la red a una tarifa minorista (convencional).

### **Tipos de sistemas fotovoltaicos conectados a la red**

Por naturaleza, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red pueden ser distribuidos o centralizados (Mahmood, 2012).

La mayoría de los *sistemas fotovoltaicos distribuidos para uso residencial* por lo general están montados sobre el techo de las viviendas, pueden suministrar energía al cliente conectado a la red o directamente a la red y se conectarán a la red de distribución de baja tensión.

Los *sistemas fotovoltaicos centralizados* suelen ser de potencias más altas que los distribuidos, y normalmente se conectan con la red de distribución de media o baja tensión según su capacidad. La mayoría de estos sistemas se montan en el suelo, en lugares específicos que han sido acondicionados para este fin.

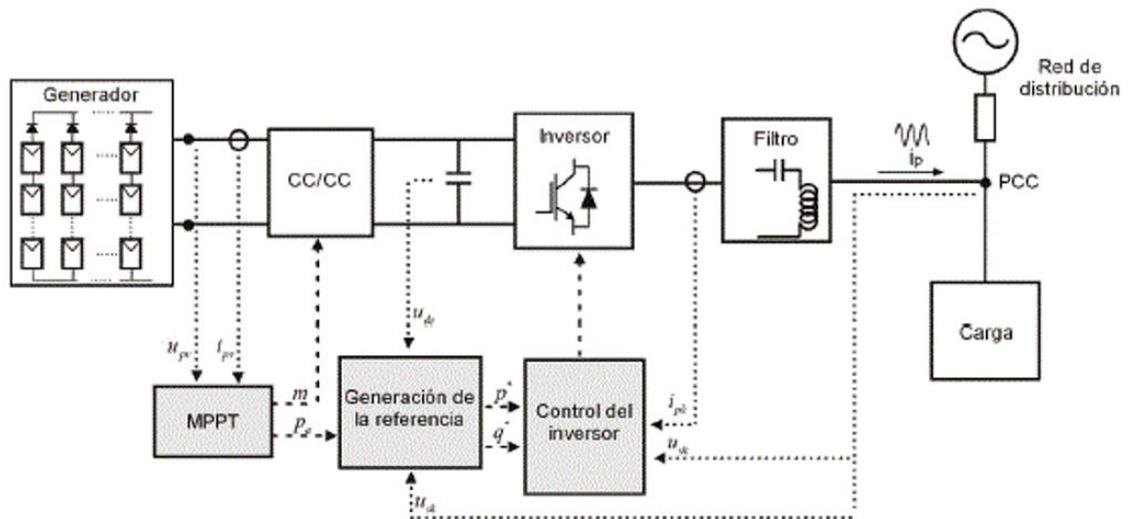
Tanto los sistemas FV distribuidos o centralizados están equipados para suministrar la máxima potencia a la red que satisface los códigos de red.

### **Componentes de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red:**

En términos generales, un sistema fotovoltaico conectado a la red permite captar la energía de la radiación solar, luego convertirla en energía eléctrica de corriente continua y finalmente adecuarla en corriente alterna para inyectarla a la red eléctrica pública con las mismas características de ésta (tensión y frecuencia).

Para lograr esto, se utiliza un sistema compuesto por un arreglo de paneles fotovoltaicos que conforman el generador, un convertidor CC/CC (corriente continua) utilizado cuando se requiere una adecuación de las señales de corriente continua a la salida del generador, un condensador, un inversor de potencia, un filtro y/o un transformador de conexión a red y un sistema de control.

En la *Figura 2.4* se muestra un diagrama simplificado de este sistema. El punto en el cual el sistema fotovoltaico se conecta a la red es llamado punto de acoplamiento común (PCC, Point of Common Coupling).



**Figura 2.4:** Diagrama general típico de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Fuente: Mantilla et al. (2014).

## 2.2. INVERSORES FOTOVOLTAICOS DE CONEXIÓN A RED

La potencia suministrada por un generador fotovoltaico expuesto a la radiación solar es en corriente continua y debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado Inversor CC/CA, realiza la conversión de corriente continua a corriente alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc., que estén acorde a la red eléctrica pública a la que será conectado. El inversor generalmente funciona como fuente de corriente autoconmutada y sincronizada con la red (Perpiñán et al., 2012).

Un *Inversor de Conexión a Red* es aquel elemento capaz de convertir la corriente continua generada por el panel fotovoltaico en corriente alterna con las mismas características que la red. Lógicamente, el proceso de inversión implica pérdidas que están por lo general entre el 10-15% de la energía total; estas pérdidas se deben tener en cuenta cuando se desea dimensionar un sistema. Dependiendo del tamaño de la carga que se desea alimentar con el sistema fotovoltaico, se escogerá el tipo de inversor (Moncada, 2015).

Estos inversores suelen estar totalmente sincronizados en tensión y frecuencia con la red. Los inversores aseguran que el sistema FV siempre funcione en un punto de potencia óptimo, para este propósito se utiliza un control especial denominado MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia). Dicho control asegura que, en diferentes puntos de operación debido a restricciones ambientales variables, el sistema operará con la máxima eficiencia (Jose, 2012).

### 2.2.1. TIPOS DE INVERSORES DE CONEXIÓN A RED

De un modo muy general, los inversores de conexión a red pueden agruparse en tres categorías (Perpiñán et al., 2012):

- **Inversor Central:**

Un único inversor dedicado a todo el generador o a un conjunto de series o cadenas (*strings*). Los inversores centrales permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar la fiabilidad y eficiencia del sistema.

- **Inversor orientado a Cadena (string-inverter):**

Un inversor dedicado a una cadena (serie de paneles) del generador. Los inversores orientados a cadena son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a las condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.

- **Inversor de Módulo (Módulo-CA):**

Un inversor dedicado a un único panel (módulo) del generador. En una instalación, cada panel contaría con su propio inversor dedicado. Estos inversores deberían de considerarse solo en pequeños sistemas de aprovechamiento.

Por su acoplamiento a la red, los inversores pueden ser de conexión a red **Con Transformador** o directa **Sin Transformador**.

Asimismo, por el número de fases de generación, los inversores pueden ser **Monofásicos** o **Trifásicos**.

En la presente tesis, por estar orientada a sistemas fotovoltaicos para viviendas (residenciales), estamos considerando el tipo *Inversor Central* de baja potencia, de conexión directa *Sin Transformador* y *Monofásico*.

## 2.2.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor suele estar compuesto de los siguientes bloques funcionales que se detallan a continuación (Perpiñán et al., 2012).

- **Filtro de entrada / Enlace CC:** Atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- **Convertidor CC/CC:** Adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- **Puente inversor CC/AC:** Realiza el troceado de la corriente continua para convertirla en alterna.
- **Filtro de salida:** Elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- **Transformador:** Adecúa el valor de tensión de salida del puente inversor al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte de CA. (No es común en inversores de baja potencia).
- **Controles electrónicos:** Supervisan la entrada y salida del convertidor CC/CC y del puente inversor, y entrega las señales de consigna correspondientes para localizar y seguir el punto de máxima potencia (MPP) del generador y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

La parte fundamental de este equipo es el puente inversor o *puente de conmutación*, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFET's e IGBT's, principalmente). Suponiendo una *fuerza de tensión continua* conectada en la entrada de un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia, se puede obtener a la salida ondas de tensión y corriente alternas mediante la conmutación controlada de estos dispositivos (Perpiñán et al., 2012).

Todos los bloques funcionales anteriormente indicados (excepto el transformador), serán modelados más adelante para caracterizar su comportamiento dinámico eléctrico.

### **2.2.3.FUNCIONES PRINCIPALES DEL INVERSOR**

Centrando el estudio en la función electrónica de potencia del inversor fotovoltaico, se pueden ignorar todas las restricciones adicionales como la seguridad, el rendimiento, etc. De este modo, los inversores fotovoltaicos se pueden evaluar con las siguientes funciones básicas, como se especifica a continuación.

#### **a. SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MPPT)**

El inversor controla la tensión de CC para garantizar que el sistema fotovoltaico siempre funciona en el punto en el que proporciona la máxima potencia posible. Esta función MPPT (Seguimiento de Punto de Máxima Potencia) es muy importante ya que es el principal factor de eficiencia del sistema fotovoltaico. El sistema fotovoltaico debe adaptarse a las condiciones ambientales como la radiación solar, la temperatura ambiental y las condiciones de sombra, y debe cambiar el punto de operación a la potencia máxima, ya que cualquiera de los parámetros mencionados anteriormente cambia en el sistema (Mahmood, 2012).

#### **b. INTERFAZ DE RED**

Esta es la parte más importante de los inversores fotovoltaicos conectados a la red. Por lo general, los inversores de fuente de voltaje (VSI) se utilizan para la conexión del generador fotovoltaico a la red de CA. Este tipo de inversor tiene características de reducción (el voltaje de CA de salida siempre es menor que el voltaje de CC de entrada) y pueden conectarse mediante un transformador o directamente sin transformador (Jose, 2012).

#### **c. DESACOPLAMIENTO DE POTENCIA ENTRE EL LADO CA Y CC**

Las fluctuaciones de energía entre el lado de CA y el lado de CC deben ajustarse mediante algún dispositivo de almacenamiento de energía que pueda soportar estos cambios y brindar amortiguamiento al sistema. En dicho sentido, los condensadores electrolíticos se utilizan para proporcionar este tipo de desacoplamiento. Estos condensadores electrolíticos forman el enlace de CC, y la capacidad de este enlace es muy crítica con respecto a la vida útil de los inversores (Mahmood, 2012).

### **2.3. COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE UN INVERSOR FOTOVOLTAICO DE CONEXIÓN A RED**

En la presente sección se da a conocer brevemente cómo funciona un inversor fotovoltaico de conexión a red, en cuanto a sus capacidades para la gestión de red y seguridad.

Los inversores comerciales, según su categoría, están diseñados para ser usados en cualquier parte del mundo y cumplen con muchos requisitos sobre parámetros de seguridad funcional y gestión de red.

Por lo general todos (o casi todos) los inversores FV de conexión a red comerciales, están equipados con varios registros de datos (parámetros precargados o descargables) que contienen la configuración pertinente aplicable en cada país. Además de ello, existe también la posibilidad de ingresar estos datos manualmente para realizar una instalación personalizada y a medida.

Los rangos de los parámetros indicados en los siguientes párrafos no solo se refieren a los valores permitidos según las *normativas de red* (códigos de red), sino que también reflejan la capacidad operativa de los inversores.

Todos los parámetros aquí recogidos pueden ajustarse con los valores y rangos indicados. Pero como hay parámetros que no son necesarios para determinadas normativas de red, los que no se usan, no son necesarios de configurar en el inversor.

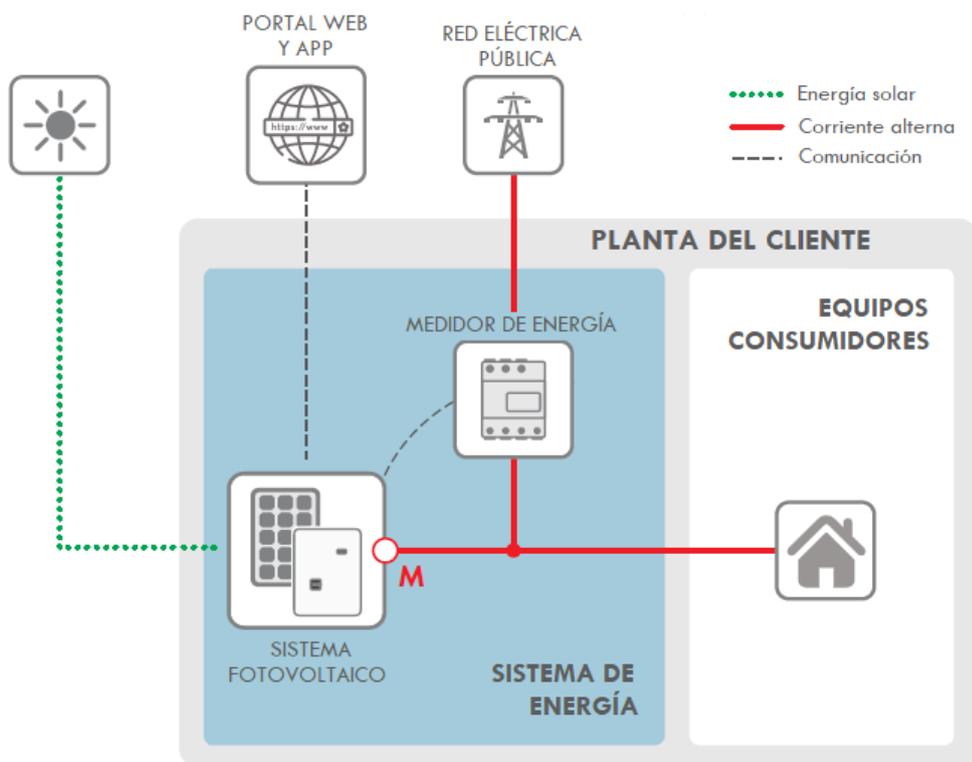
Esta información ha sido recopilada de hojas de datos, manuales técnicos y manuales de operación de algunos fabricantes de inversores fotovoltaicos para conexión a red que son comerciales y existen actualmente en el mercado; como son: HUAWEI TECHNOLOGIES C.O., LTD. (2019), SOLARMAX PRODUKTIONS GmbH (2015) y SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019).

De este modo, se puede tener una vista general de los parámetros más importantes que deben ser configurados, correspondientes a funciones específicas de los inversores, con el propósito de cumplir con las normativas y directivas de red en cada país donde operen.

## 2.3.1. COMPORTAMIENTO OPERATIVO GENERAL

### a. ESQUEMA DE CONEXIÓN ELÉCTRICA

En la *Figura 2.5*, se muestra un esquema de conexión eléctrica típico para un inversor solar monofásico residencial.



**Figura 2.5:** Esquema del sistema eléctrico de una instalación de MCD residencial.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

- **Punto de Referencia de Medición (M)**

Para instalaciones fotovoltaicas residenciales con un solo inversor, o inversores en paralelo independientes, toda la gestión de red proviene del inversor, y no de una unidad externa de control.

En los parámetros de operación se debe configurar la tensión nominal de la red para el punto de referencia (M).

## **b. TENSIÓN NOMINAL**

Para el caso de los inversores monofásicos, este parámetro se refiere a la tensión de red nominal monofásica de un país. La mayoría de los países se caracteriza por tener solo una tensión de red oficial. En los países con varias tensiones de red oficiales se ponen a su disposición códigos de red adicionales para que se pueda ajustar la tensión de red que solicite el operador de red.

Sirve para escalar la tensión de red, para los modos de regulación que dependen de ésta:  $Q(U)$ ,  $FP(U)$  y  $P(U)$ .

Normalmente, todos los parámetros relativos a la tensión están relacionados con la tensión nominal de la red ( $U_{nom}$ ). De este modo, dicha tensión se convierte en la tensión de referencia ( $U_{ref}$ ).

La tensión nominal del inversor es una magnitud específica del equipo que debe coincidir con la tensión nominal de la red.

## **c. FRECUENCIA NOMINAL**

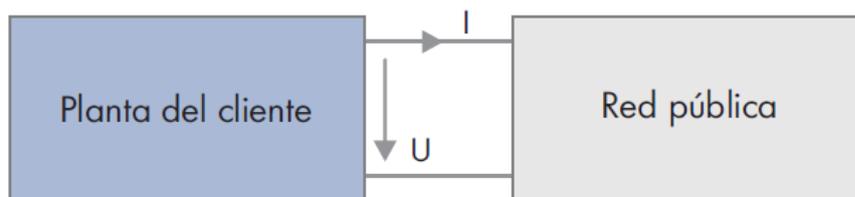
La frecuencia nominal ( $F_{nom}$ ) en cada país suele ser de 50 Hz o de 60 Hz y en la mayoría de los casos, en cada país solo se usa uno de estos dos valores. En los países que usen estos dos valores se ponen a disposición códigos de red adicionales para que se pueda ajustar la frecuencia nominal que solicite el operador de la red local.

La frecuencia nominal del inversor es una magnitud específica del equipo que debe coincidir con la frecuencia nominal de la red.

## **d. RANGOS OPERATIVOS EN EL DIAGRAMA P-Q**

El suministro de potencia activa es positivo y el consumo de potencia activa, negativo. La potencia reactiva positiva se corresponde con un funcionamiento inductivo y aumenta la tensión en la red. La potencia reactiva negativa se corresponde con un funcionamiento capacitivo y reduce la tensión en la red.

Se emplea el convenio de signos como generador (*Figura 2.6*), que es reconocido internacionalmente por la IEC (*International Electrotechnical Commission*) y el IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*).



**Figura 2.6:** Convenio de signos como generador.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

Para traducir los datos al convenio de signos como carga deben invertirse los signos de la potencia activa y reactiva. En el diagrama P-Q, esto corresponde a un reflejo en el punto de origen (SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC, 2019c).

Para adaptar el inversor o el control de la planta a las condiciones locales, existen magnitudes configurables. La *Figura 2.7* ofrece una visión de conjunto de dichas magnitudes.

En la *Figura 2.7* se pueden apreciar las magnitudes en ambos cuadrantes, C1 y C2, que a continuación se detallan.

S<sub>max</sub>;           Potencia aparente máxima.

P<sub>max</sub>;           Potencia activa máxima.

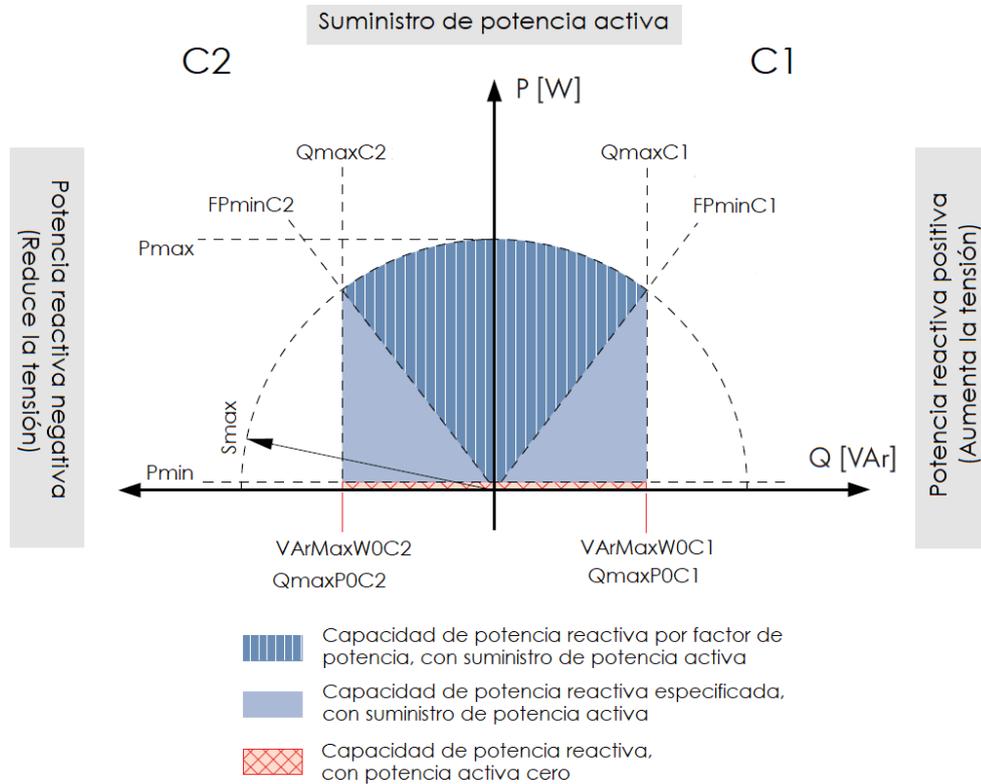
P<sub>min</sub>;           Potencia activa mínima.

Q<sub>maxC1-C2</sub>;   Potencia reactiva máxima. Limita el modo de potencia reactiva con el ajuste predeterminado de la potencia reactiva o la curva característica de la potencia reactiva.

FP<sub>minC1-C2</sub>;   Factor de potencia (FP) mínimo. Limita el modo de potencia reactiva con la especificación de FP o la curva característica de FP.

Q<sub>maxP0C1-C2</sub>;Potencia reactiva máxima. Limita el modo de potencia reactiva con el ajuste predeterminado de la potencia reactiva o la curva característica de la potencia reactiva con potencia activa cero.

El inversor o el control de la planta está diseñado para un rango de potencia P-Q determinado. El rango de potencia está limitado por varios valores de medición para potencia aparente, potencia activa, reactiva y factor de potencia (FP).



**Figura 2.7:** Magnitudes y rangos de potencia reactiva en el diagrama P-Q con el convenio de signos como generador para inversores fotovoltaicos.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

#### e. POTENCIA APARENTE (S) EN EL PUNTO DE CONEXIÓN A RED

Suele ocurrir que, la potencia instalada del sistema FV es superior a la acordada para inyectar con el operador de la red de distribución. Por eso, el parámetro correspondiente de potencia aparente máxima para inyección a red tiene que ajustarse de acuerdo a lo acordado.

En aquellos casos en los que el sistema FV se instale únicamente para suministrar electricidad a cargas locales (para lo que es necesario un medidor de energía externo y dedicado) y no pueda inyectar potencia activa a la red, deberá

inhabilitarse el parámetro correspondiente de potencia aparente máxima y ajustar la potencia activa al 0%.

#### **f. COMPORTAMIENTO DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN**

La planta del cliente se conecta a la red eléctrica pública cuando la tensión y la frecuencia están dentro de los límites de conexión durante un cierto período de tiempo.

Estos límites se definen con los siguientes parámetros:

- Tensión máxima de conexión.
- Tensión mínima de conexión.
- Frecuencia máxima de conexión.
- Frecuencia mínima de conexión.

El tiempo para que el inversor se conecte a la red depende de si se conecta después de una falla en la red, después de una breve interrupción o después de un reinicio normal.

- **Tiempo de conexión tras reinicio:**

El tiempo de conexión es el periodo que va desde que el inversor arranca hasta que comienza a inyectar a la red.

Se aplica durante el reinicio normal en cada ciclo de operación diario, al iniciar la producción de energía por las mañanas.

- **Tiempo de reconexión tras falla en la red:**

Si el inversor se desconecta de la red después de una falla y la red se estabiliza después dentro del rango permitido de frecuencia y tensión, el inversor se reconecta con este tiempo de retardo.

El tiempo de reconexión suele ser inferior al de conexión, pero en algunos casos podría ser igual o incluso superior.

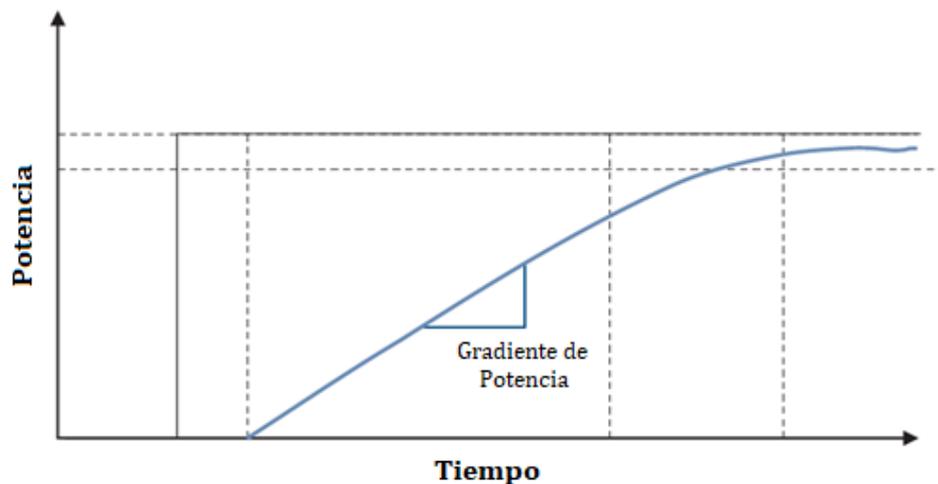
- **Duración máxima de una interrupción breve:**

Cuando la falla en la red es inferior a esta duración máxima ajustada, se emplea el tiempo de reconexión tras una interrupción breve. En caso contrario, se emplea el tiempo de reconexión tras falla en la red.

- **Arranque suave / Rampa de inicio:**

Hace posible el aumento gradual de la potencia durante el arranque del inversor (*Figura 2.8*). Se emplea para evitar perturbaciones abruptas en la red ante la inyección repentina de toda la potencia disponible.

Se puede determinar mediante una tasa de incremento de potencia o mediante un tiempo de duración de arranque.



**Figura 2.8:** Curva característica para la rampa de aumento de potencia de acuerdo con la función "Arranque suave".

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b).

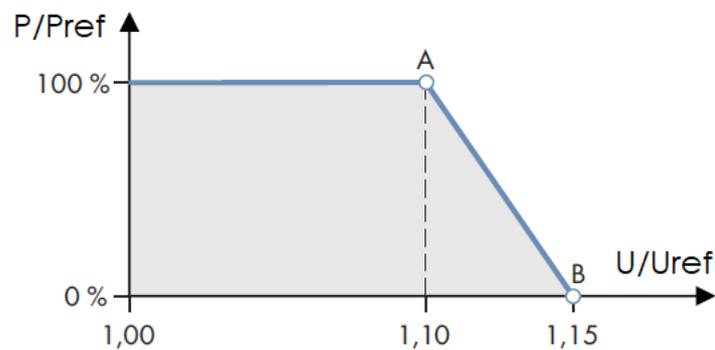
### 2.3.2. SUMINISTRO DE POTENCIA ACTIVA

Para evitar sobrecargas en la red, los sistemas FV deben reducir su potencia activa en el punto de conexión a la red (según la especificación del operador de la red) sin desconectarse de la red eléctrica pública.

El valor de consigna para la especificación de potencia activa puede proporcionarse de forma manual a través de la interfaz de usuario del inversor o de forma externa (por ejemplo, mediante una técnica de telecontrol o a través de un controlador).

#### a. REGULACIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN P(U)

La regulación de la potencia activa en función de la tensión reduce la potencia inyectada según la medición de la tensión de red, como se muestra en la *Figura 2.9*.



**Figura 2.9:** Ejemplo de una curva característica P(U) con dos puntos de referencia.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

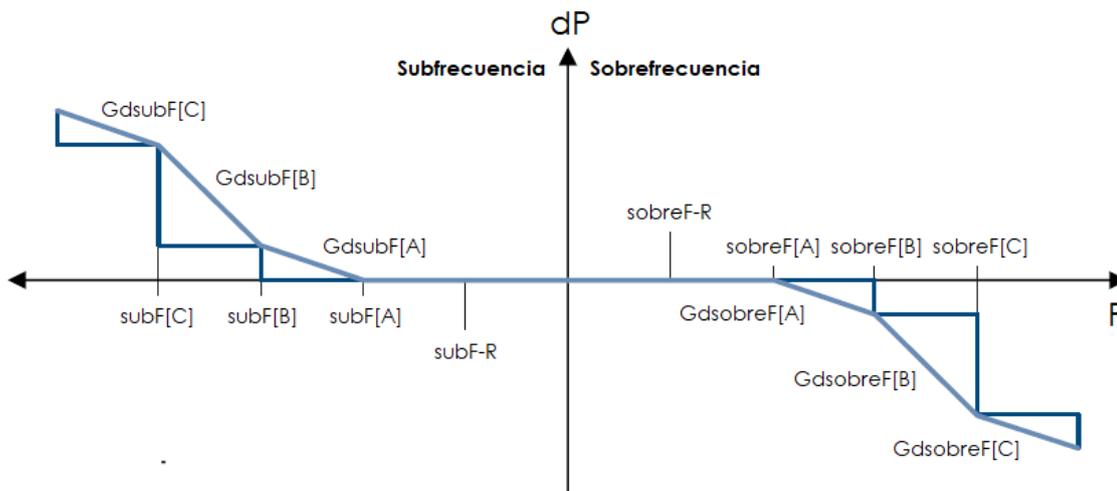
La potencia activa de referencia  $P_{ref}$  depende del modo de potencia activa de referencia seleccionado:

- *Pref Máxima Potencia:* Potencia activa máxima de salida del inversor.
- *Pref Potencia momentánea:* Potencia actual suministrada por el inversor en el momento en que se activa la regulación de potencia.

## b. REGULACIÓN DE LA POTENCIA ACTIVA EN FUNCIÓN DE LA FRECUENCIA P(F)

Este tipo de regulación de frecuencia primaria con algunas ampliaciones (*Figura 2.10*), constituye el modelo normal y se presupone en las guías técnicas de la Asociación Alemana de las Industrias del Agua y la Energía (BDEW).

Se puede añadir una histéresis a la curva de P(F), en la que dos curvas P(F) se ajustan con los mismos valores.



**Figura 2.10:** Ejemplo de una curva característica P(F).

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

La configuración de la curva característica se realiza principalmente a través de los siguientes parámetros:

- **Para la Subfrecuencia**

Magnitud de referencia para potencia activa en subfrecuencia.

Ajustable:

- Potencia nominal
- Potencia momentánea

### ***Histéresis en subfrecuencia***

Si se activa la histéresis en subfrecuencia, el valor de la curva característica permanece constante hasta que se excede la subfrecuencia de reinicio cuando la frecuencia vuelve a subir.

subF [A], [B], [C] – Subfrecuencias de quiebre. Valores de subfrecuencias en los que la curva se desvía.

GdsubF [A], [B], [C] – Gradientes de variación de la potencia activa por Hz para subfrecuencia. Indicados en % de la potencia activa máxima o momentánea (según el ajuste).

subF-R – Subfrecuencia de reinicio (reset). Si la frecuencia se eleva por encima de este valor, la curva característica se desactiva y se inicia la transición al funcionamiento normal.

- **Para la Sobrefrecuencia**

Magnitud de referencia para potencia activa en sobrefrecuencia.

Ajustable:

- Potencia nominal
- Potencia momentánea

### ***Histéresis en sobrefrecuencia***

Si se activa la histéresis en sobrefrecuencia, el valor de la curva característica permanece constante hasta que la frecuencia cae por debajo de la sobrefrecuencia de reinicio cuando la frecuencia vuelve a caer.

sobreF [A], [B], [C] – Sobrefrecuencias de quiebre. Valores de sobrefrecuencias en los que la curva se desvía.

GdsobreF [A], [B], [C] – Gradientes de variación de la potencia activa por Hz para sobrefrecuencia. Indicados en % de la potencia activa máxima o momentánea (según el ajuste).

sobreF-R – Sobrefrecuencia de reinicio (reset). Si la frecuencia cae por debajo de este valor, la curva característica se desactiva y se inicia la transición al funcionamiento normal.

### **c. GRADIENTE DE LA POTENCIA ACTIVA**

Si se producen variaciones en la irradiancia, el inversor puede limitar su potencia activa en función del gradiente de cambio. Esto con el propósito de evitar los cambios bruscos y hacer transiciones de potencia suaves.

Asimismo, también se aplica este gradiente en la limitación de la potencia reactiva por cualquiera de las funciones de gestión de red. El gradiente está indicado en unidades de %/s.

### **2.3.3. SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA**

Las instalaciones de generación fotovoltaica deben proporcionar potencia reactiva para apoyar al soporte de la red pública en caso de fallas. Cuando se pone a disposición potencia reactiva, las modificaciones de tensión de la red pública se deben mantener dentro de los límites compatibles.

El operador de red fija el modo de potencia reactiva y los parámetros que son necesarios de ajustar. La magnitud nominal de la potencia activa mínima ( $P_{min}$ ) establece el límite de los dos rangos de potencia reactiva, en los que se establece a continuación el modo de potencia reactiva requerido por el operador de red:

- Rango de potencia reactiva con potencia activa cero (no existe inyección de potencia activa).
- Rango de potencia reactiva durante el suministro de potencia activa.

La *Tabla 2.1* ofrece una visión general de los principales modos que se pueden establecer para el suministro y el consumo de potencia activa y la potencia activa cero, sobre todo los más considerados en los distintos códigos de red por los inversores monofásicos domiciliarios de baja potencia.

Además de elegir y configurar el modo de potencia reactiva, deben ajustarse los siguientes parámetros para el suministro de potencia reactiva.

**Tabla 2.1:** Modos de operación de acuerdo al suministro de potencia activa.

<b>Procedimiento</b>	<b>Potencia Activa Cero</b>	<b>Suministro de Potencia Activa</b>
Especificación Q	✓	✓
Curva característica Q(U)	✓	✓
Curva característica Q(P)	✓	✓
Especificación FP	-	✓

- **Magnitud de referencia para especificaciones de potencia reactiva:**

Los ajustes predeterminados de la potencia reactiva porcentuales pueden referirse tanto a la potencia activa máxima  $P_{max}$  como a la potencia reactiva máxima  $Q_{max}$ .

La potencia activa máxima depende de la potencia activa momentánea y corresponde a  $P_{max}$  para el suministro de potencia activa.

La potencia reactiva máxima depende de los cuadrantes C1 y C2, y se corresponde con la respectiva potencia reactiva para suministro de potencia activa o para potencia activa cero.

Este ajuste se aplica a todos los modos de potencia reactiva. El ajuste lo especifica el operador de la red.

- **Potencia de histéresis:**

Cantidad de potencia activa con la que no se debe alcanzar  $P_{min}$  para que se active el modo de potencia reactiva para la potencia activa cero.

- **Tiempo de histéresis:**

El tiempo de histéresis debe evitar cambios innecesarios entre los rangos de potencia reactiva.

El valor de la potencia reactiva se puede ajustar manualmente a través de la interfaz de usuario o externamente mediante un controlador.

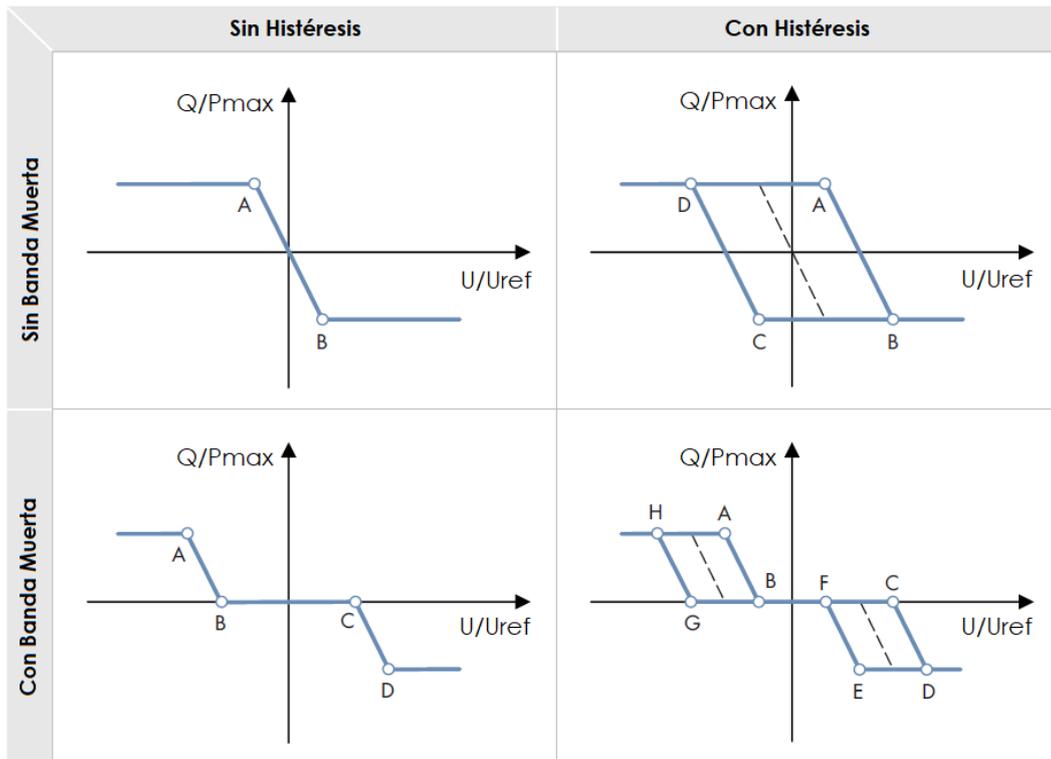
Por lo general, el modo de especificación de potencia reactiva se ajusta en cualquiera de los siguientes estados:

- Desactivado (Solo se inyecta potencia activa).
- Especificación manual del valor de potencia reactiva durante el suministro de potencia activa, en VAR.
- Especificación manual del valor de potencia reactiva cuando la potencia activa es cero, en VAR.
- Especificación manual porcentual de potencia reactiva durante el suministro de potencia activa, en % de Pmax o Qmax (según el ajuste).
- Especificación manual porcentual de potencia reactiva cuando la potencia activa es cero, en % de Pmax o Qmax (según el ajuste)
- Especificación externa.

#### **a. REGULACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN Q(U)**

Con esta regulación, el inversor debe inyectar la potencia reactiva a la red eléctrica pública en función de la tensión de red (*Figura 2.11*). Los puntos de la curva característica se dan frecuentemente como valores porcentuales relacionados con la magnitud de referencia.

Esta función utiliza la tensión de red para generar un valor de referencia para la potencia reactiva y así poder ajustar la tensión de red en el punto de conexión. Esta función tiene dos parámetros adicionales para activarlo. Se activa cuando la potencia activa está por encima del valor límite que se ha ajustado, y se desactiva cuando está por debajo. Si esta función tiene que estar siempre disponible, se debe ajustar el valor de ambos límites al 0%.



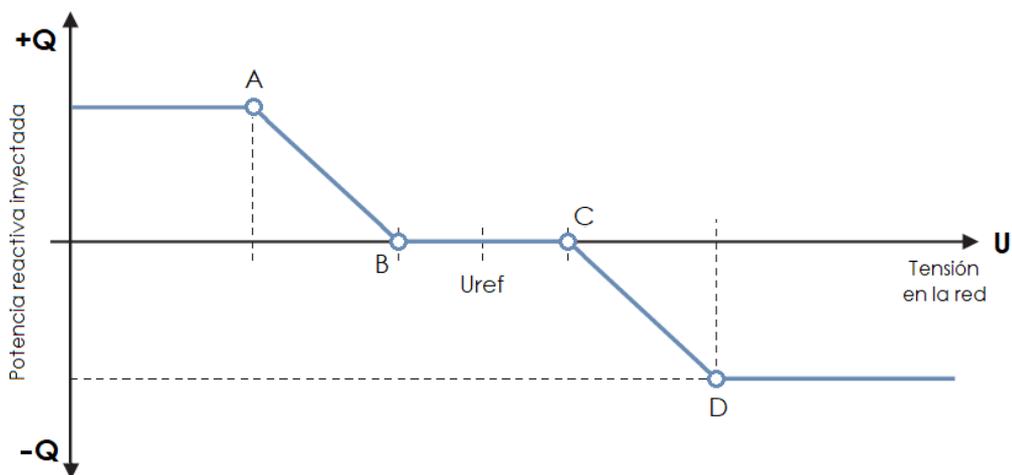
**Figura 2.11:** Q(U) curva característica (ejemplos).

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

La configuración de la curva característica se realiza principalmente a través de los siguientes parámetros:

- **Límite de potencia activa para la activación**  
Valor límite de la potencia activa para activar o desactivar la curva característica Q(U).
- **Número de puntos de referencia utilizados**  
Cantidad de puntos utilizados como referencia para trazar la curva.
- **Valores de tensión**  
Indicados en p.u. de la tensión de referencia seleccionada (según el ajuste).
- **Valores de potencia reactiva**  
La magnitud de referencia es Pmax o Qmax (según el ajuste).

Una curva característica comúnmente empleada por los códigos de red para los inversores monofásicos residenciales, es una sin histéresis y con banda muerta, tal como se muestra en la *Figura 2.12*.



**Figura 2.12:** Curva característica típica  $Q(U)$ .

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019c).

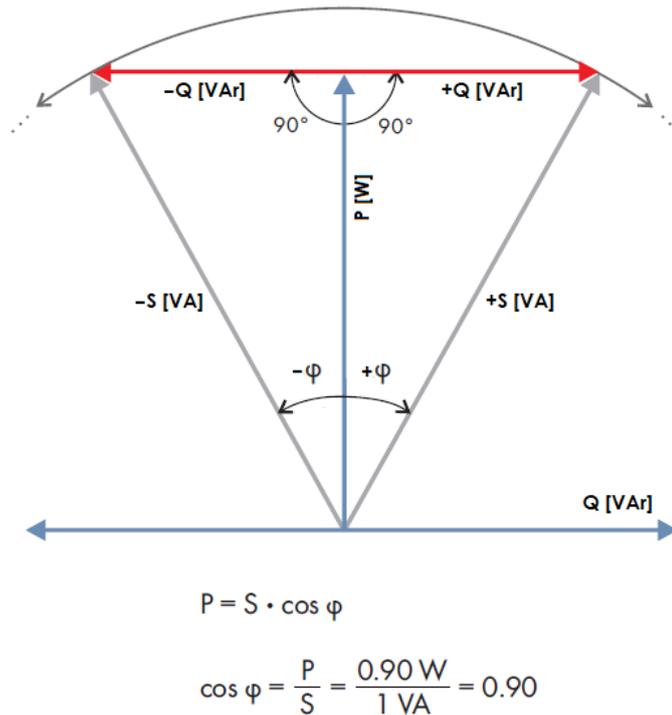
Cuando la tensión en la red es igual a la tensión nominal definida de referencia  $U_{ref}$ , el suministro de potencia reactiva es cero. Si la tensión de la red cambia y excede o está por debajo de un umbral definido, el inversor reacciona de acuerdo con la curva característica  $Q(U)$  ajustando su inyección de potencia reactiva. Se establecen cuatro valores aplicables para cada par (tensión, potencia reactiva), definidos por separado. Se pueden definir cuatro puntos de interpolación a través de esta parametrización. Por lo tanto, la curva característica  $Q(U)$  puede configurarse de manera flexible.

## b. ESPECIFICACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA FP

La especificación del valor del factor de potencia se puede ajustar manualmente a través de la interfaz de usuario o externamente mediante una unidad de control (*Figura 2.13*).

Para la especificación manual del valor de consigna es necesario configurar el factor de potencia proporcionado por el operador de red y el tipo de excitación a través de los parámetros.

En caso de especificación externa del valor de consigna, el inversor recibe el valor del factor de potencia y el tipo de excitación, de una unidad de control de nivel superior.



**Figura 2.13:** Diagrama "Factor de potencia especificado (FP)" con ejemplo de cálculo.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b).

Para la especificación externa debe ajustarse el modo dinámico para implementar los valores de consigna y los valores de retroceso especificado para el valor de consigna faltante.

### 2.3.4. COMPORTAMIENTO EN CASO DE FALLAS Y PERTURBACIONES EN LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

#### a. COMPORTAMIENTO CON FALLAS DE TENSIÓN

- **Desconexión por subtensión/sobretensión:**

La función de desconexión por subtensión/sobretensión tiene dos valores: el primero procede de la magnitud medida de la tensión (voltios), y el segundo, del ajuste del tiempo de disparo (segundos).

La desconexión funciona así: Cuando la tensión de la red cae por debajo (subtensión) o excede (sobretensión) el valor de umbral configurado en la monitorización de tensión, el inversor sigue conectado a la red durante el tiempo de disparo correspondiente ajustado. Una vez transcurrido este tiempo, el inversor se desconecta de la red.

- **Promedio de 10 minutos:**

El valor promedio de 10 minutos está definido en la normativa EN 50160 aprobada por el *Comité Europeo de Normalización Electrotécnica* (CENELEC), como el valor límite máximo para una tensión alta y permanente en la red, que provoca la desconexión del inversor al ser sobrepasado.

El inversor calcula constantemente el valor promedio de las mediciones de tensión de la red de los últimos 10 minutos y si dicho valor excede el valor límite máximo, se desconecta de la red luego de un tiempo de disparo ajustado.

- **Apoyo dinámico en fallas de tensión FRT (LVRT/HVRT):**

El funcionamiento del inversor en caso de fallas de tensión con el propósito de apoyar al soporte de la red, es conocido también en inglés como “FRT – Fault Ride-Trough”. Es conveniente aclarar que el término en inglés FRT hace referencia más comúnmente a fallas en la tensión (Voltage FRT), aunque en otro contexto también es usado para referirse a fallas de frecuencia (Frequency FRT).

Este apoyo a la red actúa tanto en caso de que se produzca una subtensión (LVRT – Low Voltage Ride-Trough) como una sobretensión (HVRT – High Voltage Ride-Trough) durante un determinado periodo de tiempo, haciendo que el inversor se mantenga conectado a la red.

Esta función está diseñada para soportar a la red durante caídas de tensión de hasta el 0% del valor nominal de la tensión sin límite temporal.

Generalmente, el apoyo dinámico de red se configura con los siguientes parámetros:

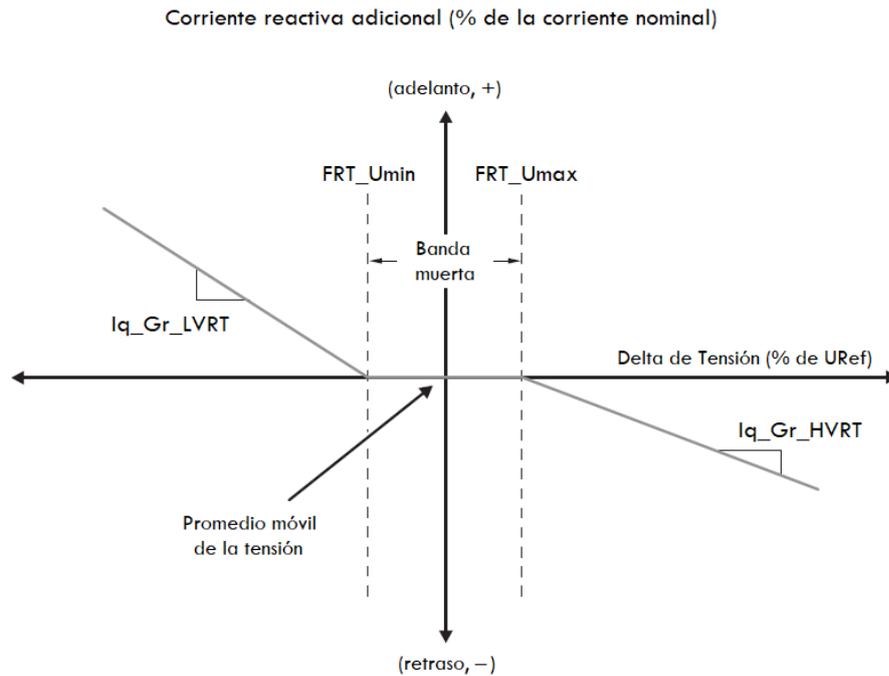
- FRT\_Umin ; Umbral inferior de tensión para activación del apoyo dinámico FRT. Por lo general entre el 10% y el 100% del valor nominal de tensión de la red.
- FRT\_Umax ; Umbral superior de tensión para activación del apoyo dinámico FRT. Por lo general entre el 100% y el 130% del valor nominal de tensión de la red.
- MODO\_FRT ; Modo de operación del apoyo dinámico FRT. Por lo general, es posible que el inversor opere en cualquiera de los siguientes modos:
  0. Frt\_off  
Función FRT desactivada.
  1. Frt\_CorrienteCero  
Sin inyección de corriente.
  2. Frt\_SoloReactiva  
Solo se inyecta corriente reactiva, no activa.
  3. Frt\_SoloActiva  
Solo se inyecta corriente activa, no reactiva.
  4. Frt\_Prioridad.Iq  
Se inyecta corriente reactiva. Si hay potencia fotovoltaica, la corriente total recibe corriente activa hasta que se alcance el límite de corriente.
  5. Frt\_Prioridad.Id  
Se inyecta la corriente activa máxima posible. A partir de la curva del código de red, la corriente total recibe corriente reactiva hasta alcanzar el límite de corriente.
- MODO\_Iq\_FRT ; Tipo de curva  $I_q(U)$  empleada para realizar el apoyo dinámico de la red. Puede ser 0 o 1 que corresponden a las dos curvas más características que se explican más adelante (*Figura 2.15* y *Figura 2.16*).
- Iq\_Gr\_LVRT ; Gradiente de incremento de la corriente reactiva durante la disminución de tensión. Gradiente empleado como apoyo dinámico

durante el LVRT. Expresado es unidades de corriente reactiva sobre tensión.

- $I_{q\_Gr\_HVRT}$  ; Gradiente de incremento de la corriente reactiva durante el aumento de tensión. Gradiente empleado como apoyo dinámico durante el HVRT. Expresado es unidades de corriente reactiva sobre tensión.
- $FRT\_U\_Blq$  ; Límite de tensión para zona de bloqueo. Si es necesario crear una zona de bloqueo y suspender la inyección de corriente durante la falla en la red. Por lo general entre el 0% y el 100% del valor nominal de tensión de la red.
- $FRT\_U\_Blq\_His$  ; Banda de histéresis del límite de tensión para la zona de bloqueo. Histéresis para suspender y reanudar la generación de corriente. Por lo general entre el 0% y el 100% del valor nominal de tensión de la red.
- $FRT\_T\_Blq$  ; Tiempo de bloqueo. Tiempo para suspender la generación de corriente en la zona de bloqueo. Indicado en segundos.
- $FRT\_T\_Trans$  ; Tiempo transitorio de inyección de corriente reactiva .Tiempo durante el cual sigue la inyección de corriente reactiva después de solucionarse la falla en la red. Indicado en segundos.
- $FRT\_T\_P\_Rec$  ; Tiempo de recuperación de la potencia activa. Tiempo en el que la potencia activa retorna a su valor antes de la falla, después de solucionarse la falla en la red. Indicado en segundos.
- $FRT\_T\_Uprom$  ; Tiempo de medición para la tensión promedio. Intervalo de tiempo de medición de tensión antes de la falla para el cálculo del valor promedio de referencia. Indicado en segundos.

En la *Figura 2.14*, las diferencias del delta de tensión (positivo y negativo) se representan mediante una de las curvas  $I_q(U)$ , mostradas en la *Figura 2.15* y la *Figura 2.16*. La elección de la curva depende del parámetro  $MODO\_I_q\_FRT$  (usualmente predeterminado en 0).





**Figura 2.16:** MODO\_Iq\_FRT = 1: según SDLWind (IEC 62850-90-7).  
Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019d).

Ambos modos de funcionamiento tienen una serie de parámetros comunes que deben ajustarse para que la función FRT se desarrolle sin problemas.

- La banda muerta se determina con dos límites: el inferior FRT\_Umin y el superior FRT\_Umax.
- Se define el gradiente K para el incremento de la corriente en las caídas de tensión con Iq\_Gr\_LVRT y para las subidas con Iq\_Gr\_HVRT.

La corriente reactiva adicional se suma al valor de corriente reactiva anterior a la falla de red.

## b. COMPORTAMIENTO CON FALLAS DE FRECUENCIA

- **Desconexión por subfrecuencia/sobrefrecuencia:**

La función de desconexión por subfrecuencia/sobrefrecuencia tiene dos valores: el primero procede de la magnitud medida de la frecuencia (Hz), y el segundo, del ajuste del tiempo de disparo (segundos).

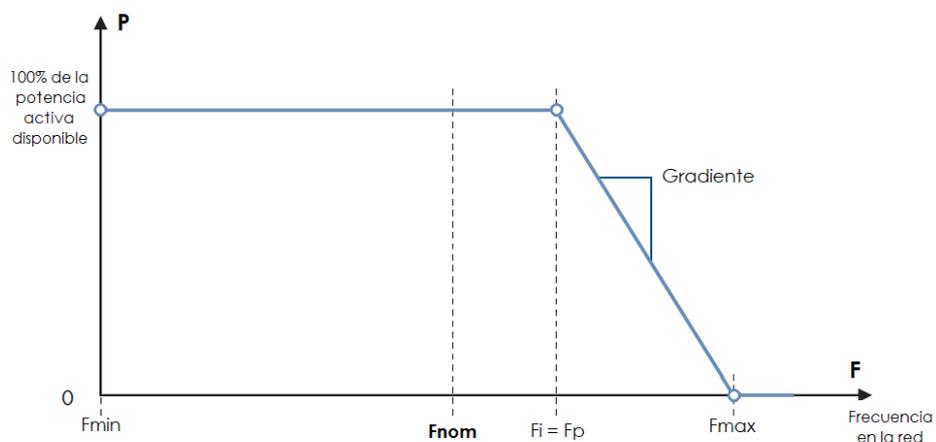
La desconexión funciona así: Cuando la frecuencia de la red cae por debajo (subfrecuencia) o excede (sobrefrecuencia) el valor de umbral configurado en la monitorización de frecuencia, el inversor sigue conectado a la red durante el tiempo de disparo correspondiente ajustado. Una vez transcurrido este tiempo, el inversor se desconecta de la red.

- **Potencia activa en función de la frecuencia P(F):**

En caso de que una falla en la red ocasione que la frecuencia exceda los límites de umbral establecidos para la operación normal, además de la función de desconexión es posible apoyar a la red regulando la inyección de potencia activa, en función de la frecuencia.

Para el caso de los inversores monofásicos residenciales de baja potencia, por lo general se lleva a cabo una limitación de potencia por sobrefrecuencia. Así, la curva  $F(P)$  tendría la forma que se muestra en la *Figura 2.17*.

Si la frecuencia de la red excede una frecuencia de inicio definida ( $F_i$ ), el inversor reduce la inyección de potencia activa en un gradiente definido. Cuando la frecuencia de alimentación está cayendo, el inversor aumenta nuevamente la potencia activa en este gradiente definido. Para mapear la curva característica requerida, la frecuencia de inicio ( $F_i$ ) y la frecuencia de parada ( $F_p$ ) deben establecerse en el mismo valor.



**Figura 2.17:** Curva característica  $P(F)$  para reducción por sobrefrecuencia. Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b).

### **c. Comportamiento en caso de interrupción de energía en la red eléctrica (apagón):**

Dentro de las protecciones que debe incorporar un inversor de conexión a red, se encuentra la protección frente a modo isla (*protección Anti-Isla*) (Perpiñán et al., 2012).

Es posible que, tras una falla grave en la red eléctrica, ésta se desenergice al accionar las protecciones. También es posible que, cada cierto tiempo, la empresa que brinda el servicio de mantenimiento de las redes eléctricas necesite la desenergización local de la red.

Siempre que ocurra una interrupción en el suministro de energía en la red eléctrica, es muy importante, fundamentalmente por motivos de seguridad, que el inversor evite la operación en isla, es decir evitar inyectar potencia a la red local a la que se encuentra conectado de manera aislada de la red general.

Es usual, para el caso de los inversores solares monofásicos, que la protección de operación en isla (Anti-Isla) se lleve a cabo mediante los métodos que se detallan a continuación:

- **Protección Anti-Isla pasiva:**

Los valores RMS de la tensión de red en cada ciclo de medición, se comparan con los ajustes de desconexión por subtensión y sobretensión. Si los valores RMS no respetan los valores límites de los ajustes de desconexión más allá del tiempo de disparo, el inversor deja de inyectar a la red.

La tasa de variación de frecuencia también es conocida en inglés como ROCOF (Rate Of Change Of Frequency).

Los valores ROCOF (positivos o negativos) también se comparan con el ajuste de desconexión. Si en un cambio de frecuencia se supera el límite máximo de la tasa de variación, durante un periodo establecido, el inversor se desconecta de la red.

La configuración se realiza principalmente con los siguientes parámetros:

- *Máxima tasa de variación de la frecuencia:*

Valor máximo permitido de la tasa de variación de la frecuencia, durante un cambio de frecuencia ocurrido, para activar el disparo de protección por desconexión. Por lo general entre 0 y 10 Hz/s.

- *Tiempo de desconexión por tasa de variación de la frecuencia:*

Período de tiempo para que el inversor se desconecte de la red. Indicado en segundos.

- **Protección Anti-Isla activa:**

Para llevar a cabo la protección Anti-Isla activa, se emplean métodos basados en el desplazamiento activo de la frecuencia, donde el inversor intenta continuamente desplazar un poco la frecuencia.

El desplazamiento activo de la frecuencia es una función en la que la red que se ha vuelto inestable, se sigue inestabilizando mediante una perturbación intencional que influya en la frecuencia para que el inversor se desconecte de la red debido a la tasa de variación de la frecuencia u otro parámetro de desconexión.

Si el inversor intenta desplazar la frecuencia en una red que opera en condiciones normales, la estabilidad de la red se lo impide. Cuando se produce un apagón, ya no hay estabilidad en la red, y esto hace posible alterar la frecuencia.

Dado que la frecuencia se desvía de la frecuencia de funcionamiento nominal, el inversor se desconecta de la red y deja de inyectar energía.

Si el inversor interrumpe la inyección debido a la frecuencia o tensión de red y se restablecen la frecuencia o tensión al cabo de un corto periodo de tiempo (tiempo de interrupción breve), el inversor puede volver a conectarse a red cuando los parámetros de red se encuentren dentro del valor límite durante el tiempo predefinido (tiempo de reconexión). En caso contrario, el inversor ejecuta de nuevo la secuencia de conexión normal.

Es posible habilitar o deshabilitar esta protección, según la normativa de red empleada.

## 2.4. PERTURBACIONES EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO

Es muy notoria nuestra cada vez mayor dependencia de la energía eléctrica en nuestra vida cotidiana. Toda nuestra comodidad gracias a los artefactos electrodomésticos, así como nuestras actividades comerciales e industriales, están completamente relacionadas al uso de la energía eléctrica. Es importante entonces el conocimiento de los problemas (perturbaciones) que a menudo suelen presentarse en su utilización.

El *Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)*, ha desarrollado un estándar que incluye definiciones de perturbaciones energéticas. Desde su primera publicación, el estándar 1159-1995 - "Práctica recomendada por el IEEE para el monitoreo de la calidad de la energía eléctrica" – (actualmente en su edición 1159-2019), describe varios problemas de la calidad del suministro.

Las perturbaciones en la calidad del suministro eléctrico, definidas por el estándar del IEEE, han sido organizadas en siete categorías según la forma de la onda (Seymour y Horsley, 2010).

Estas se presentan a continuación:

- Transitorios
- Interrupciones
- Bajada de tensión / subtensión
- Aumento de tensión / sobretensión
- Distorsión de la forma de onda
- Fluctuaciones de tensión
- Variaciones de frecuencia

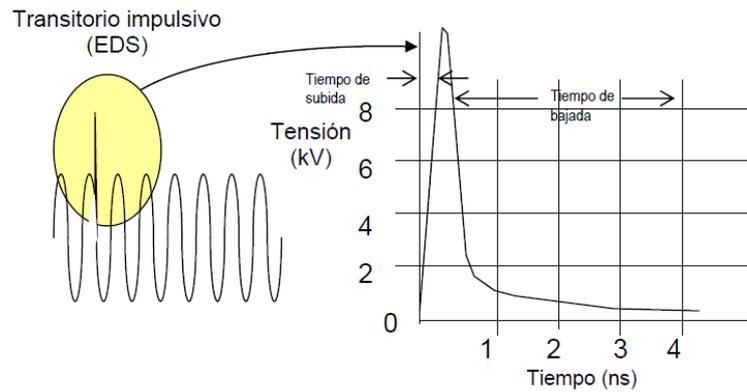
### 2.4.1. TRANSITORIOS

Los transitorios, que son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial, se dividen en dos subcategorías:

- **Impulsivos**

Son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o los niveles de corriente en dirección positiva o negativa. Pueden ser eventos muy rápidos

desde una duración breve (menos de 50 nanosegundos) hasta el orden de los microsegundos. La causa de los transitorios impulsivos incluye rayos, puesta a tierra deficiente, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y descargas electrostáticas (EDS). (Figura 2.18)

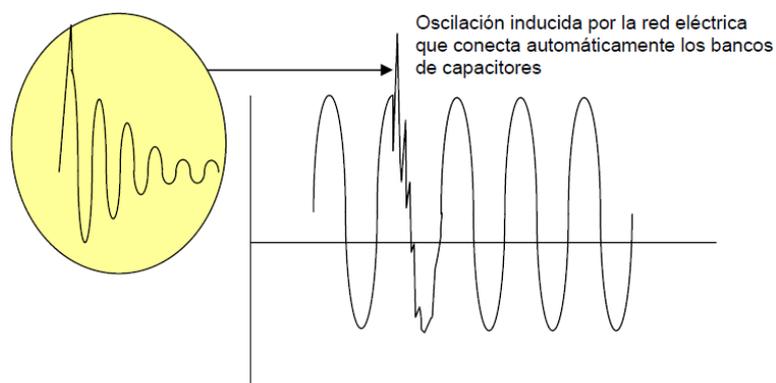


**Figura 2.18:** Transitorio impulsivo positivo.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

- **Oscilatorios**

Es un cambio repentino en la condición de estado estable de la tensión y/o la corriente, tanto en los límites positivo como negativo, que oscila a la frecuencia natural del sistema. En términos simples, el transitorio hace que se produzca en el suministro un aumento de tensión y luego una bajada de tensión en forma alternada y muy rápida. Los transitorios oscilatorios ocurren cuando se conmutan cargas inductivas o capacitivas, como un motor o un banco de capacitores. (Figura 2.19).



**Figura 2.19:** Transitorio oscilatorio.

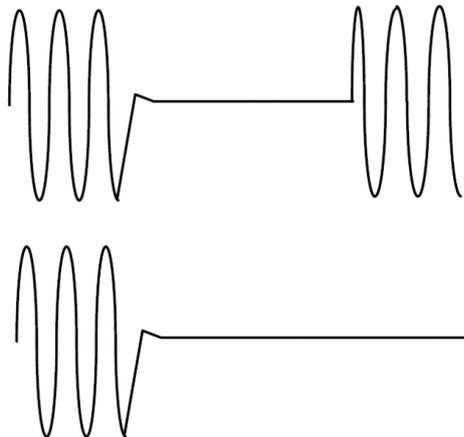
Fuente: Seymour y Horsley (2010).

## 2.4.2. INTERRUPCIONES

Una interrupción (*Figura 2.20*) se define como la pérdida total de tensión o corriente. Según su duración, una interrupción se clasifica como:

- Instantánea 0,5 a 30 ciclos.
- Momentánea 30 ciclos a 2 segundos.
- Temporal 2 segundos a 2 minutos.
- Sostenida mayor a 2 minutos.

Las causas de las interrupciones pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caída de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas, falla de los equipos, disparo de disyuntores de protección, o simplemente desconexión por parte de la empresa de distribución eléctrica.



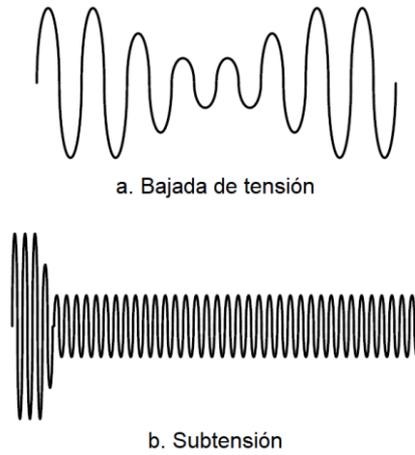
**Figura 2.20:** Interrupciones en el suministro eléctrico.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

## 2.4.3. BAJADA DE TENSIÓN / SUBTENSIÓN

Una bajada de tensión (*Figura 2.21a*) es una reducción de la tensión de CA a una frecuencia dada con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Suelen ser provocadas por fallas del sistema, y frecuentemente también son el resultado de encender cargas con altas demandas de corriente de arranque.

Las subtensiones (*Figura 2.21b*) son el resultado de problemas de larga duración que crean bajadas de tensión.



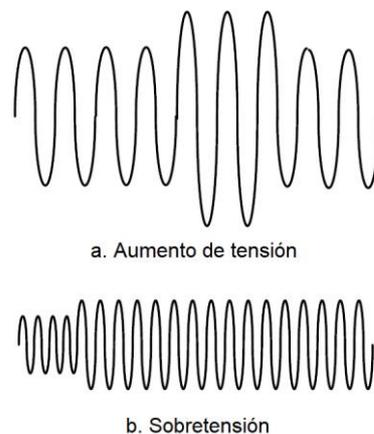
**Figura 2.21:** Bajada de tensión / subtensión.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

#### 2.4.4. AUMENTO DE TENSIÓN / SOBRETENSIÓN

Un aumento de tensión (*Figura 2.22a*) es la forma inversa de una bajada de tensión, consiste en un incremento en la tensión de CA con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Son causas comunes las conexiones neutras de alta impedancia, las reducciones repentinas de carga (especialmente cargas grandes) y una falla monofásica sobre un sistema trifásico.

Las sobretensiones (*Figura 2.22b*) son el resultado de problemas de larga duración que crean aumentos de tensión.



**Figura 2.22:** Aumento de tensión / sobretensión.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

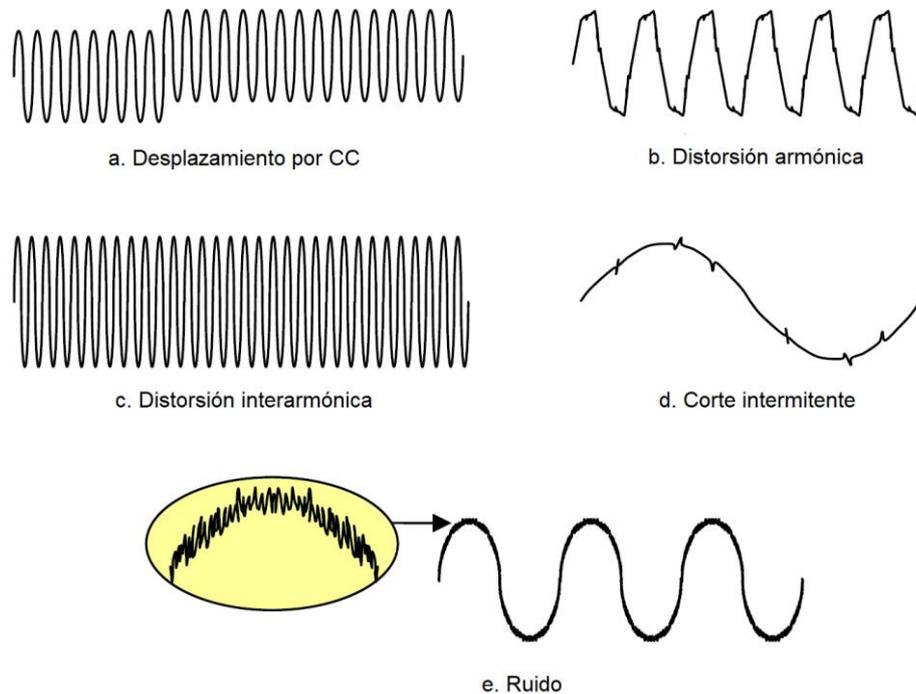
## 2.4.5. DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA

La distorsión de la forma de onda es la corrupción de la onda senoidal fundamental. Existen cinco tipos principales de distorsión de forma de onda:

- Desplazamiento por CC (*Figura 2.23a*).
- Distorsión armónica (*Figura 2.23b*).
- Distorsión interarmónica (*Figura 2.23c*).
- Corte intermitente (*Figura 2.23d*).
- Ruido (*Figura 2.23e*).

Sus posibles causas más comunes son las siguientes:

- Rectificadores, fuentes de alimentación defectuosas.
- Cargas electrónicas (cargas no lineales).
- Señales de control, cicloinversores, convertidores de frecuencia, motores de inducción, dispositivos de generación de arco eléctrico.
- Mecanismos de velocidad variable, soldadores con arco, atenuadores de luz.
- Transmisores (radio), masa ineficiente en equipos electrónicos, proximidad a fuentes EMI/RFI.



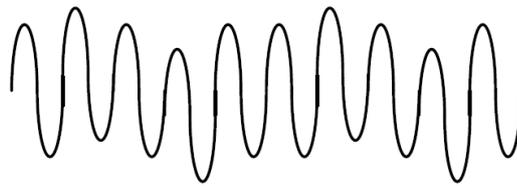
**Figura 2.23:** Principales tipos de distorsiones de la forma de onda.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

#### 2.4.6. FLUCTUACIONES DE TENSIÓN

Una fluctuación de tensión (*Figura 2.24*) es una variación sistemática de la forma de onda de tensión o una serie de cambios aleatorios de tensión de pequeñas dimensiones, concretamente entre 95 y 105% del valor nominal a una frecuencia baja, en general por debajo de 25 Hz.

Cualquier carga que presente variaciones considerables de corriente puede causar fluctuaciones de tensión.



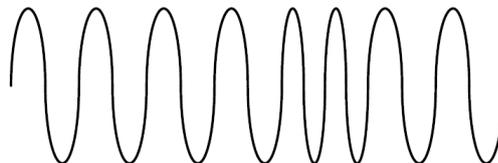
**Figura 2.24:** Fluctuaciones de tensión.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

#### 2.4.7. VARIACIONES DE FRECUENCIA

La variación de frecuencia (*Figura 2.25*) es muy poco común en sistemas eléctricos estables, especialmente sistemas interconectados a través de una red grande (nacional).

Cuando algunos lugares poseen generadores dedicados de reserva o una infraestructura pobre de alimentación, la variación de la frecuencia es más común, especialmente si el generador se encuentra muy cargado.



**Figura 2.25:** Variaciones de frecuencia.

Fuente: Seymour y Horsley (2010).

## 2.5. MARCO NORMATIVO PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL PERÚ

La desestabilización en el precio de los combustibles fósiles y la suma de esfuerzos que están haciendo los gobiernos de todo el mundo para disminuir los gases de efecto invernadero que afectan al medio ambiente y a la calidad de vida de las personas, han impulsado el desarrollo de innovaciones tecnológicas en el sector energético eléctrico. El cambio provocado por estas nuevas tecnologías ahora hace viable el uso de energías renovables que, como se conoce, el Perú tiene un gran potencial por desarrollar.

Esto ha permitido que puedan existir pequeños generadores que realicen una producción de energía descentralizada; a estos se les conoce como “prosumidores” (productores + consumidores). Esto llevaría a una nueva concepción de la generación y el consumo de energía eléctrica en el Perú.

Es en el contexto de esta realidad, que el gobierno peruano por medio del *Ministerio de Energía y Minas* (MINEM), el 2 de agosto de 2018 autorizó la publicación del *Reglamento de Generación Distribuida*. Dicho reglamento tiene como objetivo el promover la generación de energía eléctrica, utilizando como fuentes los recursos renovables. Esto conllevaría a que ya no se vea al usuario solo como consumidor de energía, sino también como generador. Por ahora, este reglamento sigue en evaluación por parte del MINEM.

En la actualidad, la generación distribuida en otros países de Latinoamérica ya cuenta con un marco normativo vigente como es el caso de Chile, Colombia y México, que permite que el usuario mediante distintos mecanismos se vea beneficiado de la energía que éste mismo puede generar (Gonzales, 2019).

En el caso particular del Perú, si bien la normativa aún no ha sido aprobada, resulta interesante revisar los principales aspectos de la propuesta del MINEM, a la luz de las lecciones aprendidas recogidas en la normativa de otros países de Latinoamérica, y de esa manera se dé el impulso a las energías no convencionales como es el caso de la energía solar, la cual en nuestro territorio cuenta con un gran potencial, cuyo aumento iría de la mano con la mejora del medio ambiente y el desarrollo sostenible (Gonzales, 2019).

### 2.5.1. PROPUESTA DE MARCO NORMATIVO EN EL PERÚ

Desde que se promulgó el decreto legislativo D.L. 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” en el año 1992, la regulación de la generación ha tenido varios cambios en el tiempo debido a nuevas leyes y decretos legislativos que se han venido dando.

Entre las más recientes están:

- Ley N° 28832 (23/07/2006) – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Legislativo N° 1221 (24/09/2015) – Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.
- Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida aprobado mediante Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM (02/08/2018).

Es necesario recalcar que como todavía no existe una normativa aprobada para la generación distribuida, el MINEM ha pre-publicado este último proyecto mencionado.

Dicho proyecto define la Generación Distribuida como *“Instalación de Generación conectada directamente a la Red de Distribución y se subdivide en Mediana Generación Distribuida (MGD) y Microgeneración Distribuida (MCD)”*, cuyas principales características se resumen en la *Tabla 2.2*.

El auge de las energías renovables ha hecho que muchos países de Latinoamérica estén evaluando qué marco normativo de Generación distribuida se podría adaptar mejor a su contexto energético. El Perú, a través del MINEM, siguiendo esa tendencia ha publicado el *Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida*, para recibir comentarios de los sectores involucrados y de esa manera se pueda concluir con un marco regulatorio definitivo de la generación distribuida en el Perú.

**Tabla 2.2:** Características propuestas para la generación distribuida en el Perú.

<b>Características</b>	<b>Mediana Generación Distribuida (MGD)</b>	<b>Microgeneración Distribuida (MCD)</b>
<i>Tipo de persona</i>	Natural o jurídica.	Natural o jurídica.
<i>Capacidad</i>	Entre 200 kW y 10 MW.	200 kW como máximo.
<i>Conexión a la red de distribución</i>	En Media Tensión.	En Baja Tensión o Media Tensión.
<i>Estudio de conexión</i>	Elaborado por el interesado o la Empresa de Distribución Eléctrica (EDE).	Elaborado por la EDE.
<i>Costos de adaptación de la red / inversiones</i>	Financiados por el interesado.	Financiados por el interesado.
<i>Comercialización para usuarios regulados</i>	Puede vender energía a la EDE para usuarios regulados (mediante contrato de suministro).	No se permite la venta de energía. Funciona con excedentes que generan un crédito utilizado a cargo del consumo en los siguientes meses. El límite para el crédito es de un año calendario.
<i>Comercialización para usuarios libres</i>	Sí se permite la venta de energía (mediante contrato de suministro).	No se permite la venta de energía.

Fuente: Gonzales (2019).

Este proyecto de ley define dos tipos de generación distribuida, que son la MCD y la MGD bajo los mecanismos de *net-metering* y *net-billing* respectivamente, es decir en el caso que se generen excedentes de energía generada, estos serán administrados según los mecanismos mencionados. Además, este proyecto deja al Perú como uno de los países con mayor capacidad máxima de potencia por generador distribuido (hasta 10MW para MGD) en comparación con los otros países de Latinoamérica.

Sin duda este marco normativo de Generación Distribuida se estará afinando y promulgando en un futuro próximo por ser de vital importancia, debido a que marcará la pauta en el mercado eléctrico peruano en los próximos años.

## **2.5.2. REQUERIMIENTOS PARA CONEXIÓN A LA RED DE LA MCD**

Los siguientes requerimientos fueron tomados del *Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida* (Ministerio de Energía y Minas, 2018a).

### **A. POTENCIA MÁXIMA POR NIVEL DE TENSIÓN**

Para el caso de generadores conectados a redes de BT, se determina la potencia máxima generada de la instalación a ser conectada en 100 kW.

### **B. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE MCD**

Las instalaciones de generación deben estar equipadas con protección de desconexión. Dicha protección tiene la finalidad de:

- Desconectar instantáneamente las instalaciones de generación en caso de falla en la red a la cual está conectada la instalación.
- Permitir el normal funcionamiento de las protecciones y automatismos instalados por el administrador de la red de distribución.
- Evitar el funcionamiento en isla de la instalación de generación, eliminando la posibilidad que el generador alimente a usuarios de la red con una tensión y frecuencia fuera de los rangos permitidos.
- Los tiempos de acción de los dispositivos de protección deben estar coordinados con los del plan de protección del administrador de la red pública de distribución.
- La instalación generadora debe disponer de un sistema de protección Anti-Isla que, frente a aperturas en la red de distribución, deje de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.
- La reconexión de la instalación generadora con la red de BT debe ser automática y posterior a 3 minutos de restablecida la tensión del sistema a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios.
- La instalación generadora debe tener una función de protección que permita desconectarse automáticamente de la red en caso de falla MT o

BT y en caso de fallas en la instalación interior de la instalación de generación.

### C. CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Para las instalaciones de MCD, el factor de potencia deberá ubicarse entre - 0.95 y 0.95.

### D. CONSIDERACIONES TÉCNICAS ESPECIALES PARA GENERADORES – DL 1221

#### POTENCIA MÁXIMA A CONECTAR EN BT

La Potencia Instalada deberá ser menor o igual a la Potencia Contratada.

#### PROTECCIONES:

- **Umbral de protección de máxima y mínima tensión.** Frente a valores anormales de tensión entre fases, fase – neutro o fase – tierra; el MCD se desconectará de la red del distribuidor conforme a los tiempos máximos mostrados en la *Tabla 2.3*.

**Tabla 2.3:** Umbral de protección de máxima y mínima tensión.

Rango de Voltaje (% del Vn)	Tiempo máximo de apertura (s)
$V < 85$	1.5
$V \geq 115$	0.2

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2018a)

- **Umbral de protección de máxima y mínima frecuencia.** Frente a valores anormales de frecuencia, el MCD se desconectará de la red del distribuidor conforme a los tiempos máximos mostrados en la *Tabla 2.4*.

**Tabla 2.4:** Umbral de protección de máxima y mínima frecuencia.

<b>Rango de Frecuencia (Hz)</b>	<b>Tiempo máximo de apertura (s)</b>
> 60.5	0.5
≤ 59.3	0.5

Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2018a)

- Protección Anti-Isla. Frente a aperturas en la red del distribuidor, el MCD dejara de energizar la red en un tiempo máximo de 500ms.
- La reconexión de la MCD con la red de BT será automática una vez restablecida la tensión de la red por parte del distribuidor. Se considera tensión restablecida cuando el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia reglamentarios por un tiempo no menor a 3 (tres) minutos.
- En la instalación eléctrica interior del cliente que cuente con generación (MCD), el ramal propio de generación, debe contar con una protección termomagnética con posibilidad de ser bloqueada por el distribuidor.
- Contará con aislación galvánica, y en caso contrario se deberá limitar la inyección de componente de continua a la red. El neutro del generador o del transformador de aislación galvánica no estará puesto a tierra.
- Referente a la PAT (puesta a tierra). Los MCD deben disponer de un sistema de PAT que no altere las condiciones de la PAT del distribuidor y asegure que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución. La MCD debe contar con una toma de tierra adicional a la instalada como toma de tierra de protección de la instalación receptora del cliente, a la cual se deben conectar todas las masas de la instalación de generación. Esta toma de tierra, se deberá conectar la de protección de la instalación existente. En todos los casos la PAT deberá ser independiente del neutro de la red del distribuidor.

# **CAPÍTULO III**

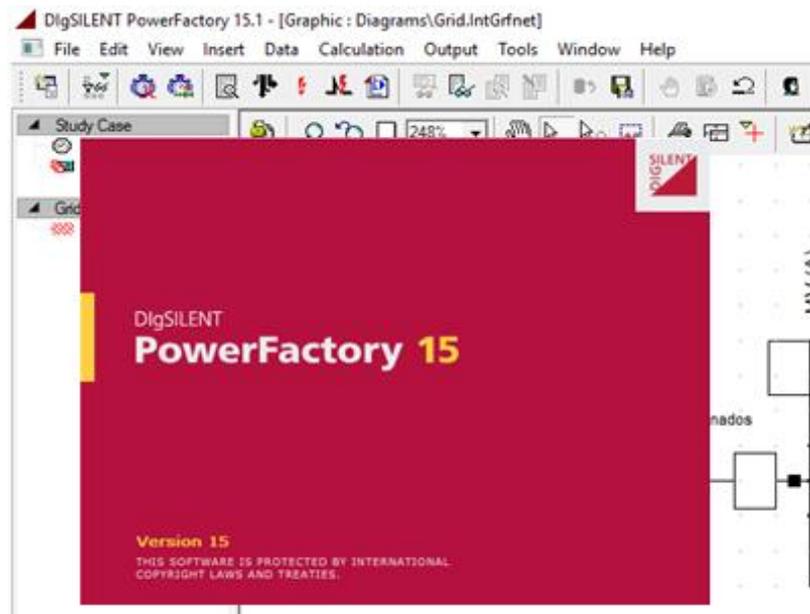
## **MATERIALES Y MÉTODO**

### 3.1. MATERIALES Y/O RECURSOS

Se tiene lo siguiente:

#### 3.1.1. SOFTWARE DE MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN COMPUTACIONAL

##### POWER FACTORY – DigSILENT (Versión 15)



**Figura 3.1:** Software PowerFactory de DigSILENT (Versión 15). Captura de pantalla.

*PowerFactory* es una aplicación líder en software de análisis de sistemas eléctricos de potencia para su uso en el análisis de generación, transmisión y distribución de energía, y en sistemas eléctricos industriales.

Cubre la gama completa de funcionalidades, desde características estándar hasta aplicaciones altamente sofisticadas y avanzadas que incluyen energía eólica, energía solar, generación distribuida, simulación en tiempo real y monitoreo del rendimiento para pruebas y supervisión de sistemas eléctricos. *PowerFactory* combina capacidades de modelado de sistemas confiables y flexibles con algoritmos de vanguardia y un concepto de base de datos único. Además, con su flexibilidad para la creación de scripts y la interfaz, *PowerFactory* se adapta

perfectamente a soluciones altamente automatizadas e integradas en aplicaciones comerciales.

La descripción y las funcionalidades descritas en este apartado, fueron tomadas de la página web de DlgSILENT GmbH (<https://www.digsilent.de/en/>).

### **3.1.2.FUNCIONALIDADES DEL SOFTWARE EMPLEADAS EN EL PRESENTE ESTUDIO**

#### **Análisis de Flujo de Potencia (Flujo de Carga)**

*PowerFactory* ofrece una variedad de métodos de cálculo de flujo de potencia, incluida una técnica Newton-Raphson de CA completa (balanceada y no balanceada) y un método de CC lineal. Los algoritmos implementados exhiben una excelente estabilidad y convergencia. Varios niveles de iteración garantizan la convergencia en todas las condiciones, con relajación automática opcional y modificación de restricciones. El flujo de potencia de CC, que resuelve los flujos de potencia activa y los ángulos de voltaje, es extremadamente rápido y robusto.

#### **Funciones de Análisis de Estabilidad (RMS)**

La herramienta de simulación RMS en *PowerFactory* se puede utilizar para analizar transitorios a medio y largo plazo tanto en condiciones equilibradas como no equilibradas, incorporando una función de exploración de simulación. El lenguaje de simulación DlgSILENT (DSL) se utiliza para la definición del modelo y se encuentra disponible una gran biblioteca de modelos estándar IEEE. También se encuentran disponibles opciones flexibles de co-simulación.

## **3.2. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN**

### **TIPO DE INVESTIGACIÓN**

La investigación se rige del siguiente diseño (Hernández et al., 2014).

**Descriptiva:**

La presente tesis emplea el método científico orientado a describir y dar a conocer los aspectos técnicos más relevantes a tener en cuenta para la inyección de energía eléctrica a la red de distribución en baja tensión mediante microgeneración fotovoltaica distribuida. Asimismo, comprender el impacto que esto ocasiona en dicha red.

**Aplicada:**

Esta tesis hace énfasis en aplicar los conocimientos teóricos para el modelamiento de un sistema de microgeneración fotovoltaica distribuida y realizar un análisis de su impacto en la red eléctrica mediante simulación computacional.

### 3.3. METODOLOGÍA DEL CÁLCULO

El propósito del presente estudio fue conocer cuáles son los principales aspectos técnicos a tener en cuenta para la instalación de un sistema de microgeneración fotovoltaica distribuida (MCD) en una vivienda urbana típica. Asimismo, comprender el impacto que tiene la inyección de energía en la red eléctrica de distribución de baja tensión.

Para lograr esto se realizaron estudios dinámicos de red en diversos escenarios, dentro de un entorno simulado con el uso del software PowerFactory de DlgSILENT.

Se procedió primeramente a modelar el sistema fotovoltaico, que fue la base de todos los análisis desarrollados. Así también se modeló la correspondiente red local de distribución en baja tensión. Esto se hizo representando 10 nodos (acometidas) en paralelo con sus respectivas cargas domiciliarias, en una línea monofásica, conectada a una de las fases del transformador de distribución. Se consideró que solo uno de los nodos presenta MCD, y en este se conectó el modelo del sistema fotovoltaico previamente realizado.

Luego, se procedió a hacer las simulaciones. En primer lugar, se hicieron *Análisis de Flujo de Carga* para validar el funcionamiento de los modelos y comprender el despacho de potencia en la red local con el flujo bidireccional de energía en el nodo con MCD. En segundo lugar, con las *Funciones de Análisis de Estabilidad*

(RMS), se hicieron estudios dinámicos del comportamiento de la red, específicamente en el nodo de conexión con MCD, en dos condiciones de operación principales:

- Red en operación normal: Para conocer el impacto que ocasiona en la red la inyección de energía desde la vivienda con MCD, en términos de variación de tensión y frecuencia.
- Red con perturbaciones externas: Para conocer la respuesta dinámica del sistema fotovoltaico, específicamente el inversor, frente a perturbaciones externas de tensión y frecuencia de la red.

### **3.3.1.SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LA VIVIENDA CON MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Se tomó en cuenta una vivienda típica en la Urb. Paseo del Mar, en el distrito de Nuevo Chimbote. Dicha vivienda tiene un suministro eléctrico monofásico con potencia contratada de 1.5 kW. El presente estudio simula en esta vivienda una instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida (MCD).

### **3.3.2.DETALLES GENERALES DE LA INSTALACIÓN DE MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA**

La instalación fotovoltaica propuesta consta de un inversor de conexión a red de 2 kW con 8 paneles dispuestos en serie.

Según el proyecto de ley planteado, la máxima potencia que una vivienda puede suministrar a la red es equivalente a su potencia máxima contratada (Ministerio de Energía y Minas, 2018a).

La instalación considerada ha sido sobredimensionada intencionalmente para obtener la máxima energía posible en condiciones de baja irradiancia solar. La conexión a red se hará limitando la potencia máxima de salida del inversor a 1.5 kW, y el excedente podrá usarse para autoconsumo.

No se cuenta con un módulo de baterías debido a que solo se consideró operación en horas de sol, destinada a la inyección a red y al autoconsumo. Durante la noche, la potencia necesaria para el suministro de la vivienda se toma de la red.

#### a. INVERSOR

Se consideró el modelado de un inversor con características similares al modelo SUN2000L-2KTL de Huawei (ANEXO 1). Sus principales características eléctricas se resumen en la *Tabla 3.1*.

**Tabla 3.1:** Características del inversor de conexión a red.

<b>Especificaciones Técnicas</b>	
Máxima Eficiencia	98.4 %
<b>Entrada (Lado CC)</b>	
Potencia FV recomendada máxima	3000 Wp
Voltaje máximo de entrada	600 V
Rango de voltaje de operación	90 ~ 600 V
Voltaje de inicio	120 V
Rango de voltaje para el MPPT	120 V ~ 480 V
Voltaje nominal de entrada	380 V
Corriente de entrada máxima	11 A
Corriente de cortocircuito máxima	15 A
<b>Salida (Lado CA)</b>	
Conexión a red	Monofásica
Potencia nominal de salida	2000 W
Potencia aparente máxima	2200 VA
Voltaje nominal de salida	220 V
Frecuencia nominal de red de CA	60 Hz
Corriente de salida máxima	10 A
Factor de potencia ajustable	0.8 (adelanto) ~ 0.8 (retraso)
Distorsión armónica total máxima	≤ 3%

Fuente: elaboración propia con base en datos de ANEXO 1 - Huawei Technologies Co., Ltd. (<https://solar.huawei.com/>)

## b. PANEL SOLAR

Se considera el modelado de paneles fotovoltaicos con características similares al modelo JKM275PP-60 de Jinko Solar (ANEXO 2). Sus principales características y parámetros se resumen en la *Tabla 3.2*.

**Tabla 3.2:** Características del panel fotovoltaico.

<b>Especificaciones Técnicas</b>		
<b>Características generales</b>		
Tipo de celda	Policristalina	
Número de celdas	60 (6x10)	
Eficiencia del módulo STC	16.8%	
Temperatura de operación	-40 °C ~ +85 °C	
Voltaje máximo del sistema	1000 VDC (IEC)	
Fusible en serie nominal máximo	20 A	
Coefficiente de temperatura de máxima potencia (Pmax)	-0.40 %/°C	
Coefficiente de temperatura de voltaje de circuito abierto (Voc)	-0.31 %/°C	
Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito (Isc)	0.06 %/°C	
Temperatura nominal de operación de celda (NOCT)	45 ±2 °C	
<b>Operación</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>
Máxima potencia (Pmax)	275 Wp	204 Wp
Voltaje de máxima potencia (Vmp)	32.0 V	29.8 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	8.61 A	6.85 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	39.1 V	35.4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.15 A	7.44 A

Fuente: elaboración propia con base en datos de ANEXO 2 – JinkoSolar Holding Co., Ltd. (<http://www.jinkosolar.com/en>)

Con la conexión de 8 paneles solares en serie, se obtienen los valores de referencia mostrados en la *Tabla 3.3*.

**Tabla 3.3:** Valores de referencia del arreglo fotovoltaico.

<b>Operación</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>
Máxima potencia (Pmax)	2200 Wp	1632 Wp
Voltaje de máxima potencia (Vmp)	256 V	238.4 V
Corriente de máxima potencia (Imp)	8.61 A	6.85 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	312.8 V	283.2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.15 A	7.44 A

### 3.3.3. RED DE DISTRIBUCIÓN Y CARGAS DOMICILIARIAS PARA EL MODELO

#### a. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

El transformador trifásico de distribución considerado posee las características indicadas en la *Tabla 3.4*.

**Tabla 3.4:** Características del transformador empleado en el modelo de la red.

Transformador	
Potencia nominal:	200 kVA
Relación de transformación:	13.2/0.38 kV
Grupo de vectores:	Dyn11
Impedancia:	4%

#### b. LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

La instalación eléctrica de distribución considerada es tomada de una de las fases del transformador. Dicha fase alimenta a 10 acometidas en total. El tipo de conexión es en "Red Radial" (ramificada). Se desprecian los valores de resistencia e impedancia de la línea de distribución y de los cables de conexión en las acometidas; por lo tanto, las longitudes no son consideradas. No hay pérdidas en la línea.

#### c. CARGAS DOMICILIARIAS

Se consideró que todas las cargas son lineales e inductivas. Los valores de las cargas y su factor de potencia correspondiente en cada una de las acometidas, se establecieron de forma aleatoria con el propósito de tener una hipotética variedad de escenarios de consumo. Los factores de potencia varían entre 0.75 y 0.95 inductivo (lado de la carga).

Durante el instante de tiempo en el que se desarrollaron la mayor parte de las simulaciones en el presente estudio, se consideraron las siguientes cargas en los puntos de conexión de las acometidas, tal como se indican en la *Tabla 3.5*.

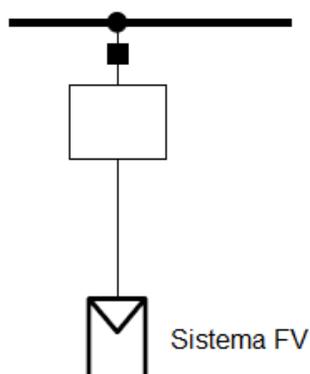
**Tabla 3.5:** Valores de cargas considerados en cada punto de acometida domiciliaria.

Punto de Acometida	Carga (W)	Factor de Potencia (inductivo)
PT-1	250	0.87
PT-2	320	0.94
PT-3	630	0.80
PT-4	470	0.78
<b>PT-5</b> <i>(Instalación FV)</i>	580	0.86
PT-6	180	0.90
PT-7	210	0.83
PT-8	350	0.95
PT-9	1200	0.76
PT-10	740	0.92

### 3.3.4. MODELO EMPLEADO EN LA SIMULACIÓN

#### a. MODELO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

La *Figura 3.2* muestra la representación del sistema fotovoltaico modelado en el entorno de desarrollo gráfico de PowerFactory

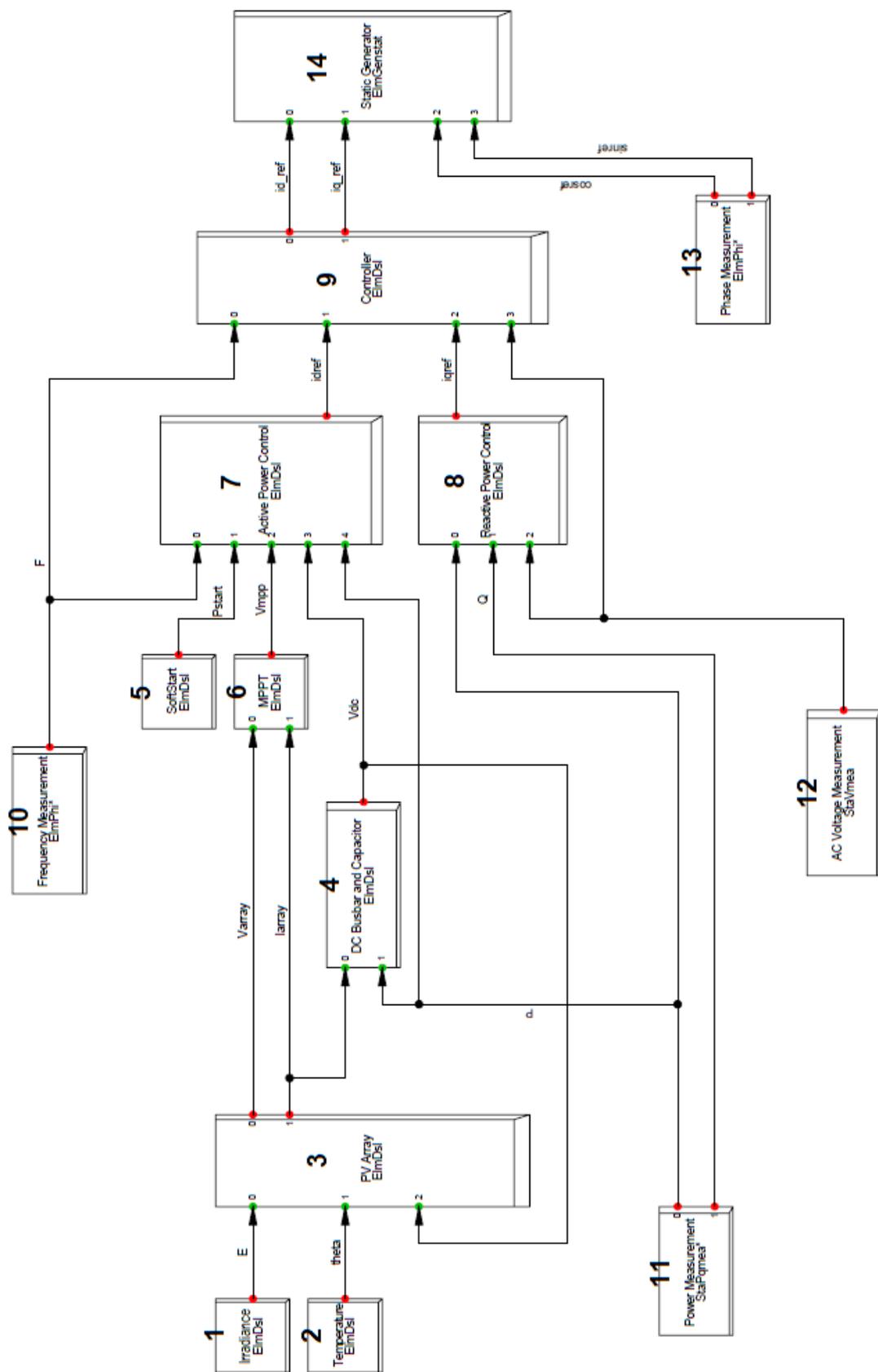


**Figura 3.2:** Representación gráfica del sistema fotovoltaico en la red eléctrica modelado en PowerFactory.

El presente *Modelo de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red* está basado en los trabajos realizados por Mahmood (2012), Theologitis (2011) y Jose (2012) en sus respectivas tesis de maestría; donde implementaron modelos de sistemas fotovoltaicos de conexión a red, los validaron y los sometieron a diversas simulaciones y análisis eléctricos.

El modelo propio presentado en este informe de tesis, fue diseñado y desarrollado en función de los parámetros técnicos de nuestra red en estudio, para lo que se tomó como referencia la *base de conocimiento* y las *buenas prácticas de modelamiento* de los trabajos antes citados, y la documentación técnica del software en DIgSILENT GmbH (2014).

La *Figura 3.3* representa el *Cuadro General del Modelo* (Frame) del sistema fotovoltaico de MCD que ha sido implementado en PowerFactory para poder realizar el estudio.



**Figura 3.3:** Diagrama interno de bloques del Sistema Fotovoltaico, implementado en PowerFactory.

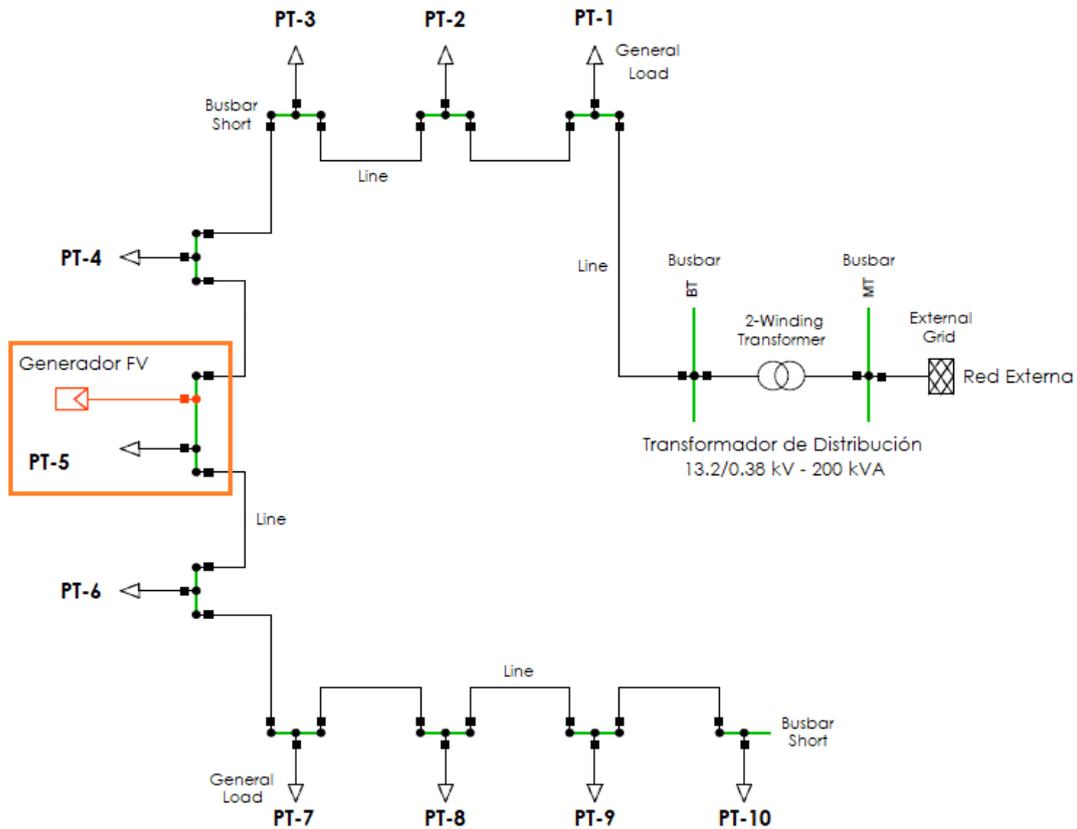
Este modelo está compuesto a su vez por diversos bloques (submodelos) que representan elementos internos, parámetros, funciones lógicas y de control.

A continuación, se detalla brevemente la función de cada uno, según su numeración indicada:

1. **Irradiance:** Parámetro de irradiancia solar entregada al arreglo fotovoltaico.
2. **Temperature:** Parámetro de temperatura ambiente de operación del arreglo fotovoltaico.
3. **PV Array:** Modelo del arreglo (generador) fotovoltaico implementado.
4. **DC Busbar and Capacitor:** Modelo de la barra de corriente continua a la salida del arreglo fotovoltaico y del condensador de enlace conectado a la entrada del inversor.
5. **Soft Start:** Función de control de arranque suave del inversor para inicio de inyección de potencia a la red.
6. **MPPT:** Función de control del seguimiento del punto de máxima potencia MPPT (Maximum Power Point Tracking)
7. **Active Power Control:** Función de control de potencia activa del inversor fotovoltaico.
8. **Reactive Power Control:** Función de control de potencia reactiva del inversor fotovoltaico.
9. **Controller:** Función de control de protecciones del inversor fotovoltaico.
10. **Frequency Measurement:** Elemento de medición de frecuencia de la red.
11. **Power Measurement:** Elemento de medición de potencia activa y reactiva.
12. **AC Voltaje Measurement:** Elemento de medición de tensión de la red.
13. **Phase Measurement:** Elemento de medición y control PLL (Phase Locked-Loop) para sincronización de fase.
14. **Static Generator:** Modelo del generador estático de corriente alterna para inyección de potencia activa y reactiva a la red.

## b. MODELO DE RED DE DISTRIBUCIÓN

El modelo de la red de distribución en baja tensión, implementado en PowerFactory para el presente estudio se muestra en la *Figura 3.4*. Se muestra en la acometida N° 5 (PT-5), la única instalación fotovoltaica conectada a red.



**Figura 3.4:** Modelo de la red de distribución con presencia de MCD fotovoltaica.

### CONSIDERACIONES GENERALES DE LOS ELEMENTOS DEL MODELO DE RED DE DISTRIBUCIÓN:

- El elemento “External Grid” (Red Externa) es el equivalente de la red eléctrica trifásica conectada al lado primario del transformador de distribución.
- El elemento “2-Winding Transformer” (Transformador de Dos Devanados) es el equivalente al transformador trifásico de distribución de la red en estudio (200 kVA – 13.2/0.38 kV – Dyn11). No se considera ningún tipo de compensación de energía reactiva en el transformador.

- El elemento "Busbar" (barra) es el equivalente a los puntos de conexión del transformador en media y baja tensión. Conexión trifásica en media tensión y conexión monofásica en baja tensión (fase-neutro) tomada para la red en estudio.
- El elemento "Busbar-short" (barra corta) es el equivalente a los puntos de conexión monofásica (fase-neutro) en las acometidas.
- El elemento "Line" (línea) es el equivalente de la línea monofásica (fase-neutro) de distribución a las acometidas. No se considera la resistencia ni la impedancia de la línea ( $R = 0 \Omega$  y  $Z = 0 \Omega$ ) por ser distancias relativamente cortas y no ser relevantes en el presente estudio.
- El elemento "Busbar-short" (barra corta) es el equivalente a los puntos de conexión monofásica (fase-neutro) en las acometidas.
- El elemento "General Load" (carga general) es el equivalente a las cargas domiciliarias monofásicas conectadas en cada acometida. Se define en cada punto el valor de consumo en vatios (W) con su respectivo factor de potencia, indicados en la *Tabla 3.5*.
- El modelo del Generador Fotovoltaico ha sido realizado en base a un "Static Generator" configurado como "PV Generator" y modelado internamente a nivel de bloques y funciones de transferencia.

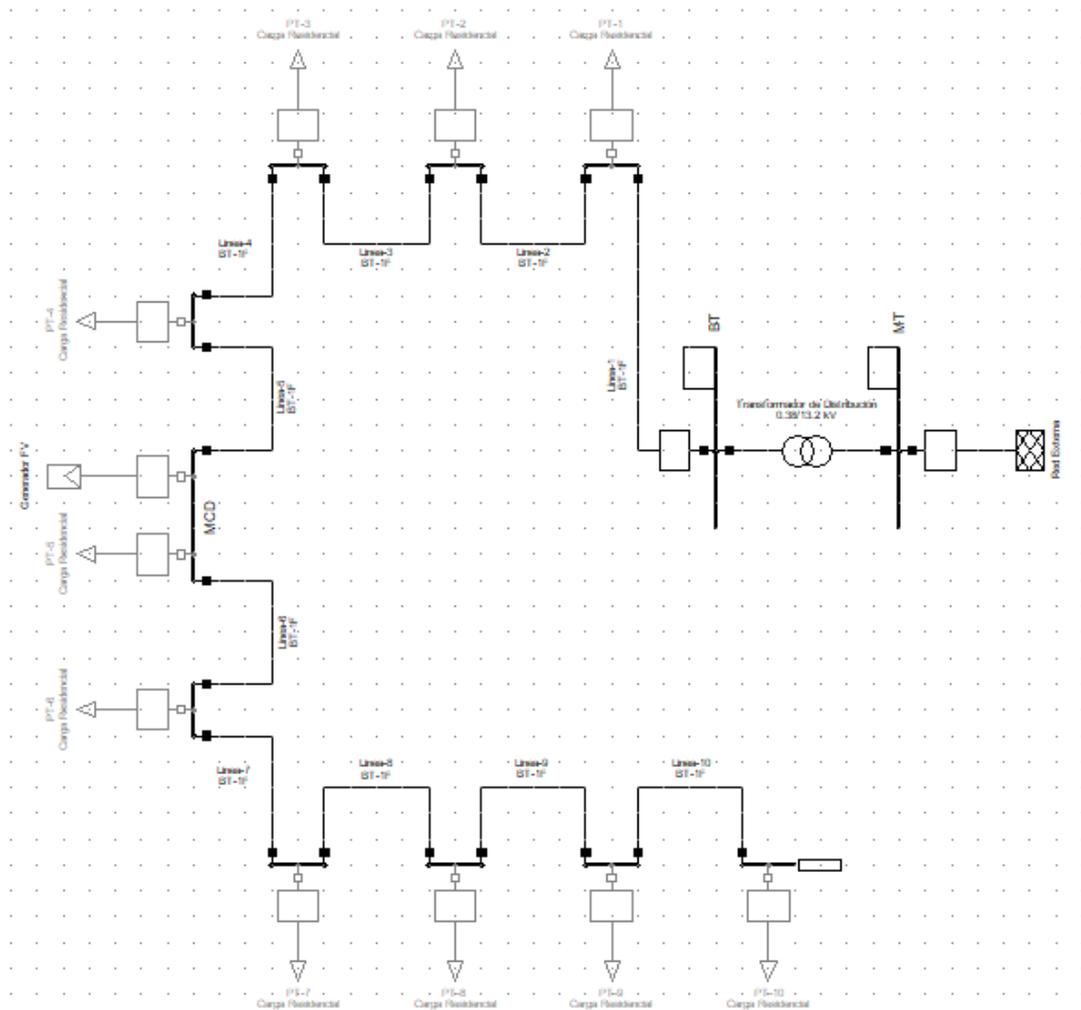
# **CAPÍTULO IV**

## **CÁLCULOS, RESULTADOS Y DISCUSIONES**

#### 4.1. MODELAMIENTO EN POWERFACTORY

A continuación, se detallan los diversos escenarios de simulación a los que fue sometido el modelo, con el propósito de conocer el comportamiento del sistema FV y su impacto en la red eléctrica de distribución a la que está conectado.

En la *Figura 4.1* se muestra una imagen del modelo de la red implementado en PowerFactory.



**Figura 4.1:** Modelo de la red de distribución con presencia de MCD fotovoltaica, implementado en PowerFactory.

## 4.2. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

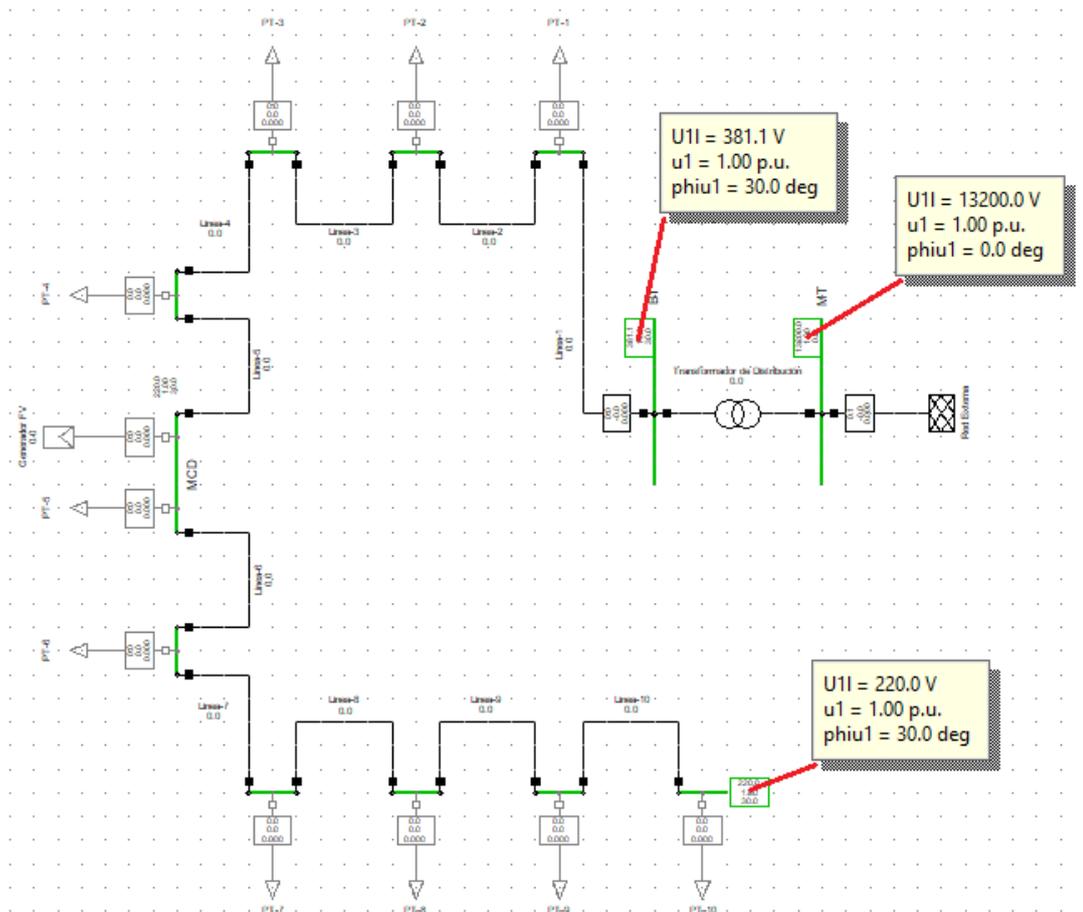
Se realizaron análisis de flujo de potencia para verificar la operación del modelo en diversas circunstancias. Los resultados se exponen a continuación.

### 4.2.1. FLUJO DE POTENCIA SIN GENERADOR FV Y SIN CARGAS CONECTADAS

Este es el análisis inicial que se realizó para verificar las conexiones y los niveles de tensión adecuados en las barras (transformador) y nodos (acometidas).

Se han desconectado todas las cargas y el generador fotovoltaico.

Según se muestra en la *Figura 4.2*, se verifica que las conexiones son correctas y los niveles de tensión (sin cargas) son los adecuados.



**Figura 4.2:** Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, sin generador FV y sin cargas conectadas.

El nivel de tensión en la barra MT del lado primario del transformador es de 13.2 kV.

El nivel de tensión en la barra BT del lado secundario del transformador es de 381.1 V, que es la tensión de línea de la red trifásica de baja tensión ( $220\sqrt{3}$ ) V.

No existen pérdidas en las líneas de distribución, por lo que el nivel de tensión (fase-neutro) en todos los nodos (acometidas) desde PT-1 hasta PT-10 es el mismo, 220 V.

También se puede verificar el desplazamiento de fase de tensión de  $+30^\circ$  entre el lado primario y el lado secundario del transformador debido a que la configuración de este es Dyn11.

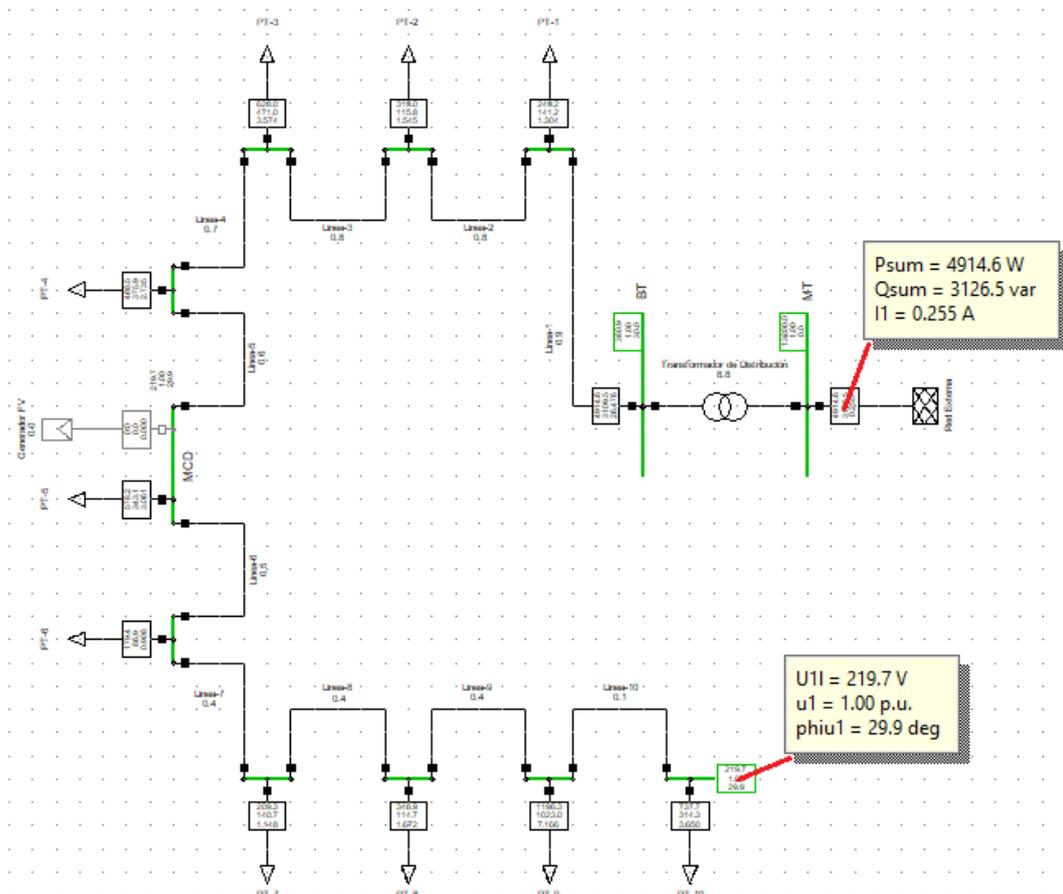
#### **4.2.2. FLUJO DE POTENCIA SIN GENERADOR FV Y CON CARGAS CONECTADAS**

Para el siguiente análisis, se conectaron todas las cargas, y se desconectó el generador fotovoltaico.

Este es el estado de operación de una red cuando no hay microgeneración fotovoltaica distribuida (MCD).

Como se observa en la *Figura 4.3*, la red de servicio público suministra una potencia activa total de 4914.6 W y una potencia reactiva total de 3126.5 VAR, que incluye la reactancia en serie del transformador.

La tensión en todos los nodos (acometidas) ha caído a 219.7 V, debido a los consumos de potencia reactiva. También se puede observar que el ángulo de desplazamiento de tensión ha variado de  $+30^\circ$  a  $+29.9^\circ$ .

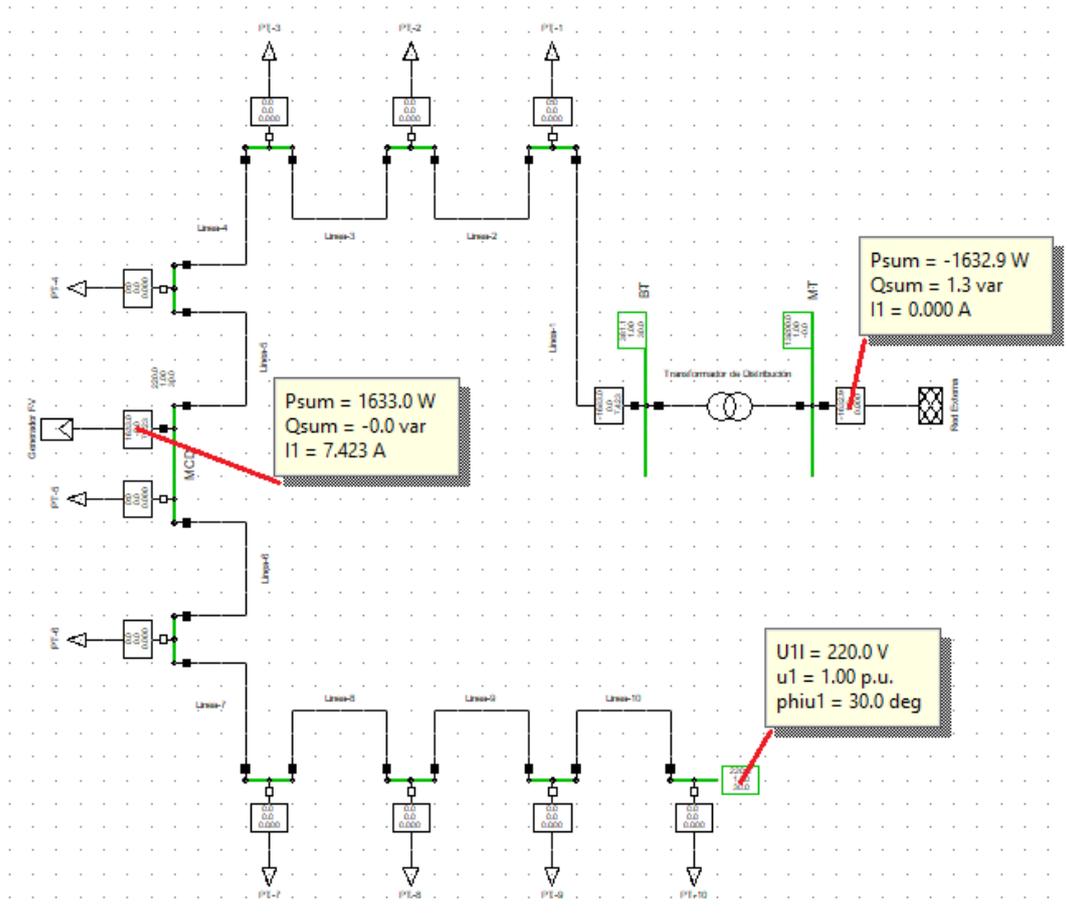


**Figura 4.3:** Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, sin generador FV y con cargas conectadas.

#### 4.2.3. FLUJO DE POTENCIA CON GENERADOR FV Y SIN CARGAS CONECTADAS

Para el siguiente análisis se conectó el generador fotovoltaico, y se desconectaron todas las cargas, tal como se observa en la *Figura 4.4*.

En primer lugar, se analizó el flujo de potencia, a la máxima potencia activa que puede entregar el generador fotovoltaico en condiciones NOCT, sin inyección de potencia reactiva. Esto con el propósito de validar el funcionamiento del modelo a máxima potencia.



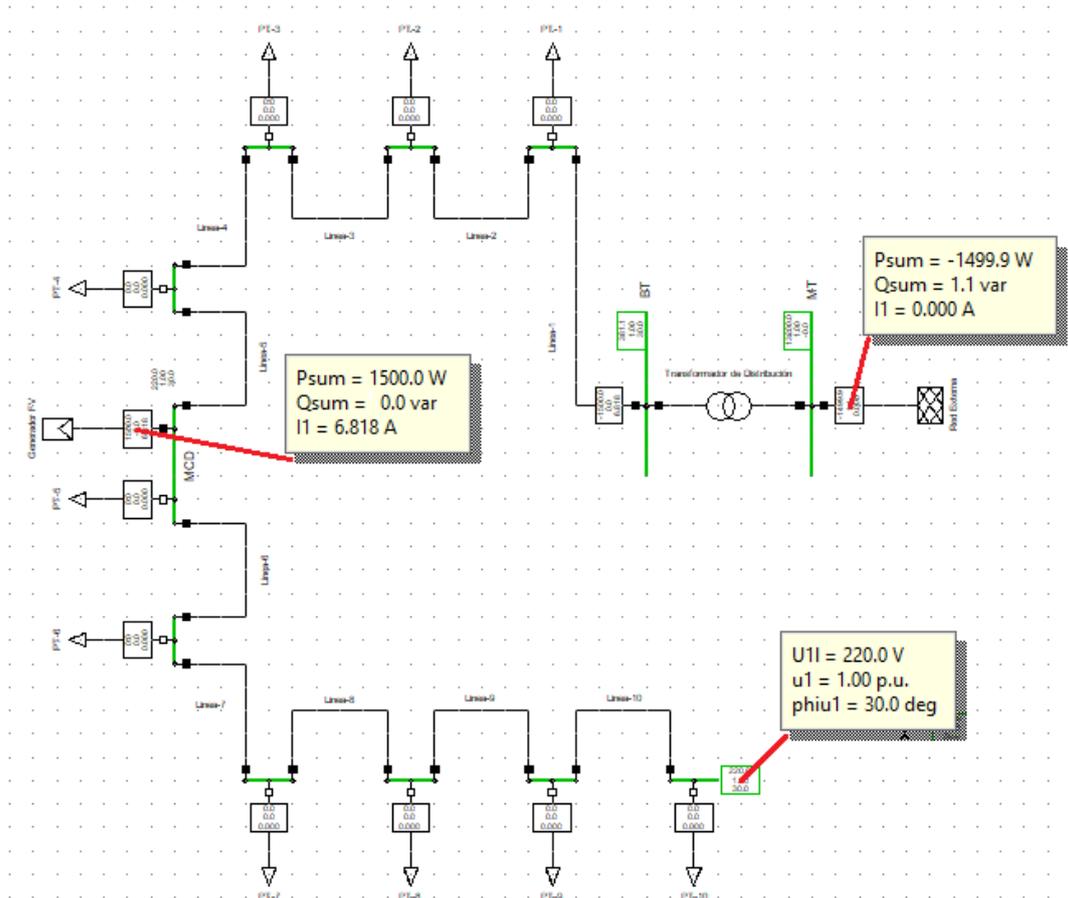
**Figura 4.4:** Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV (a máxima potencia en NOCT) y sin cargas conectadas.

Luego, se analizó el flujo de potencia limitando la inyección de potencia activa a la red del generador fotovoltaico a 1500 W sin inyección de potencia reactiva, como se muestra en la *Figura 4.5*. Esto simula la condición de máxima inyección de potencia activa en el punto PT-5 cuando este domicilio no consume potencia.

Para ambos casos se puede verificar el correcto funcionamiento del modelo de generador fotovoltaico inyectando potencia activa a la red externa, debido a que no hay ninguna carga conectada en la red local de distribución.

No hay inyección de potencia reactiva desde el generador fotovoltaico, sin embargo, el transformador posee una reactancia en serie que consume energía reactiva.

La tensión se mantiene en 220 V en todos los nodos.



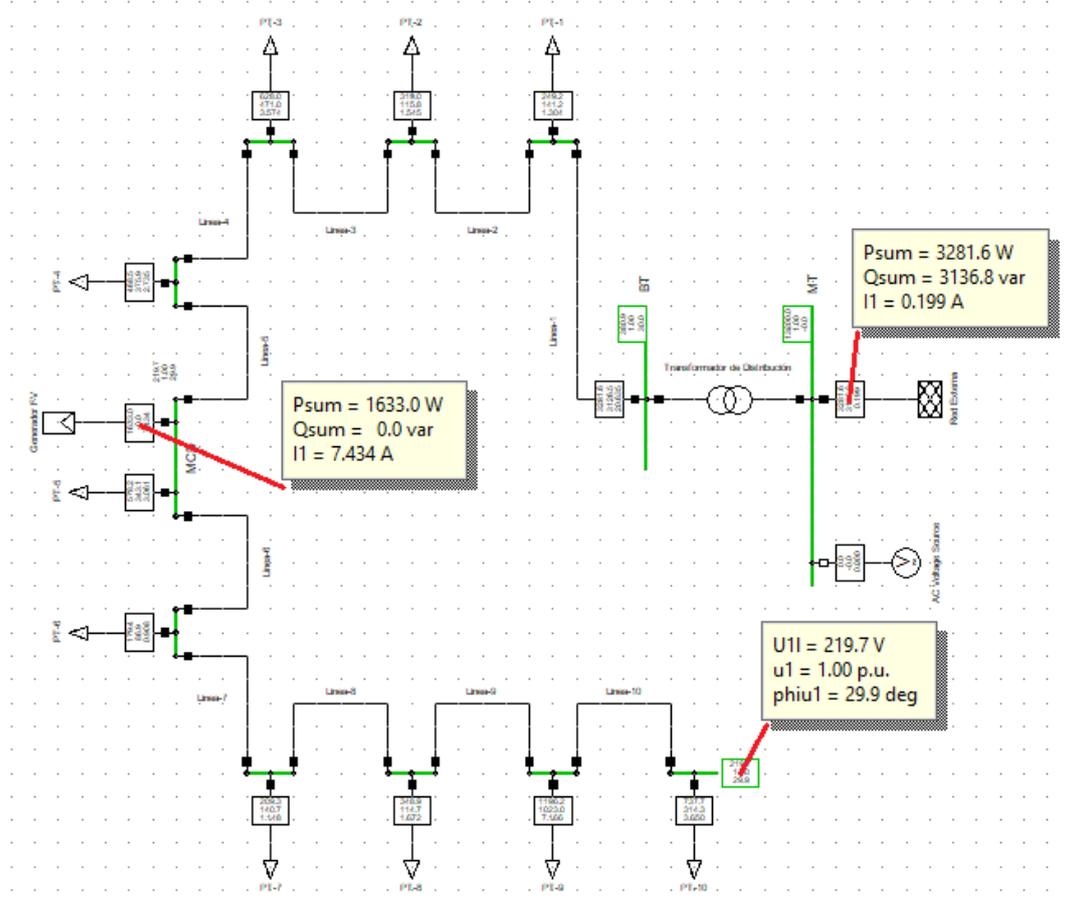
**Figura 4.5:** Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV (limitado a 1500 W) y sin cargas conectadas.

#### 4.2.4. FLUJO DE POTENCIA CON GENERADOR FV Y CON CARGAS CONECTADAS

Para el siguiente análisis se conectaron todas las cargas y también el generador fotovoltaico sin inyección de potencia reactiva.

En este escenario, que correspondería a uno típico de operación normal, se puede observar en la *Figura 4.6* que a diferencia de cuando no hay generación distribuida en la red, el generador fotovoltaico cubre una parte de la potencia total requerida por las cargas locales.

Comparado con el caso de la *Figura 4.3*, donde la red de servicio suministraba 4914.6 W, y sabiendo que las cargas son las mismas, se puede notar que ahora la red suministra solamente 3281.6 W. La diferencia de potencia (1633 W) ha sido cubierta por el generador fotovoltaico.



**Figura 4.6:** Análisis de flujo de potencia en PowerFactory, con generador FV y con cargas conectadas.

Bajo ninguna circunstancia, la potencia entregada a la red en el punto con MCD (PT-5) excede los 1500 W. Esto se comprueba restando la potencia generada menos la potencia consumida en dicho punto,  $1633 - 580 = 1053$  W.

La tensión en todos los nodos ha caído a 219.7 V y el generador fotovoltaico no ha influenciado en ella debido a que en este escenario no realiza inyección de potencia reactiva.

También se puede observar que el ángulo de desplazamiento de tensión ha variado de  $+30^\circ$  a  $+29.9^\circ$ , al igual que en el caso de la *Figura 4.3* debido a las cargas.

### 4.3. SIMULACIÓN DINÁMICA DE OPERACIÓN NORMAL

Se analizó el comportamiento dinámico del sistema en operación normal (sin perturbaciones), en el dominio del tiempo.

El sistema en estudio consta del generador fotovoltaico y todas las cargas conectadas a la red, excepto se indique lo contrario. Se realizó en PowerFactory un conjunto de simulaciones RMS, cuyos resultados se detallan.

Las mediciones que se presentan a continuación fueron realizadas (calculadas por el software) en el nodo de la acometida con generación fotovoltaica (PT-5), excepto se especifique otro punto.

#### 4.3.1. CONEXIÓN A LA RED: ARRANQUE SUAVE

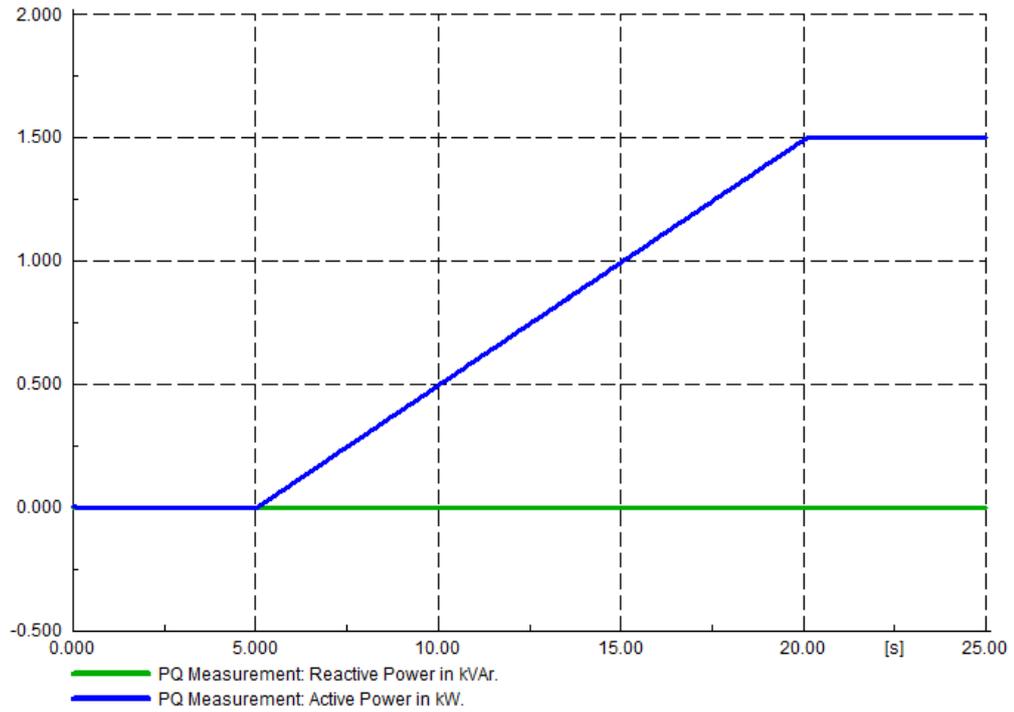
##### Rampa de inicio de Conexión a Red

Como se puede observar en la *Figura 4.7*, la potencia activa se inyecta a la red de forma gradual a modo de rampa para realizar un “arranque suave” del inversor y no perturbar la red abruptamente. La rampa inicia en  $t = 5$  s y termina en  $t = 20$  s.

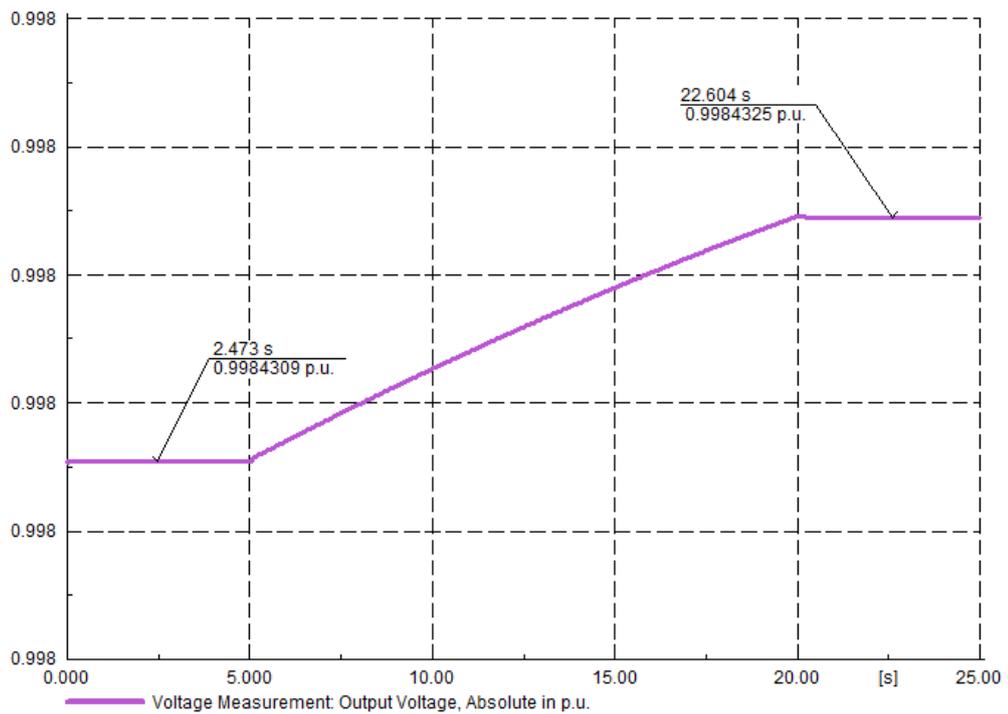
Para efectos demostrativos la subida de la rampa desde el valor mínimo (0 W) al valor máximo de salida (1500 W) para esta simulación se realizó en 15 segundos. En una aplicación real este parámetro puede llegar a ser de varios minutos, según los manuales de los inversores consultados.

En este caso no se ha considerado la inyección de potencia reactiva. Algunos inversores para uso residencial permiten también configurar una rampa de subida para la potencia reactiva. Por lo general, la potencia reactiva suele inyectarse luego de que la potencia activa haya alcanzado su valor máximo de salida.

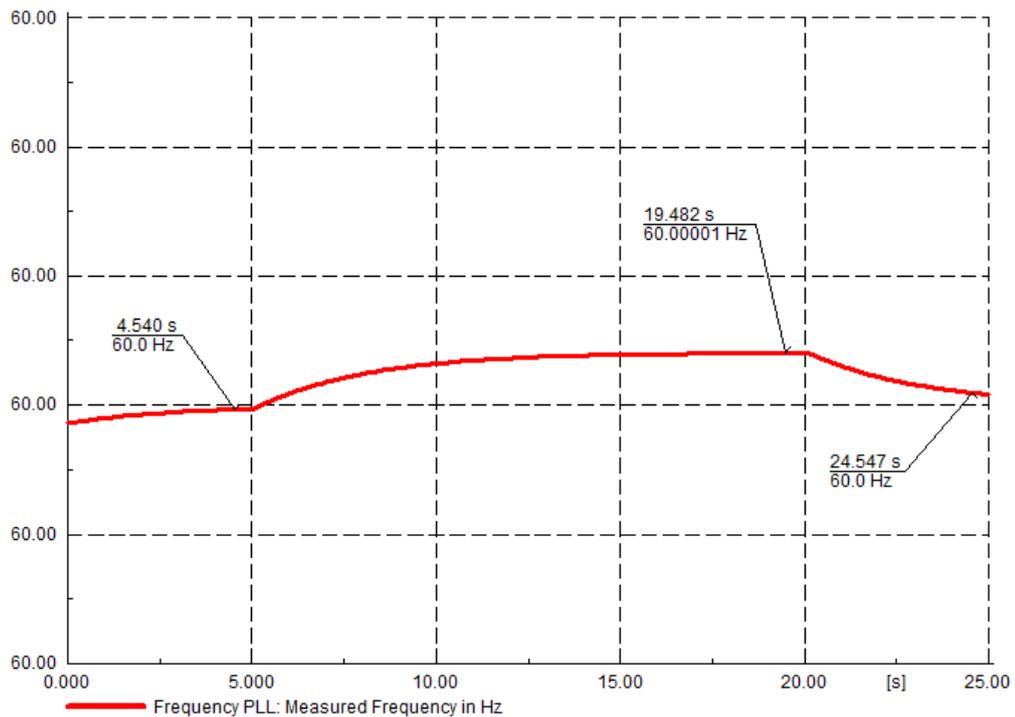
Como se observa en la *Figura 4.8* y la *Figura 4.9*, para el caso de la rampa de inicio, la inyección de potencia a la red tiende a elevar ligeramente la tensión y la frecuencia. La variación en ambos casos es muy pequeña, por lo que puede considerarse despreciable.



**Figura 4.7:** Potencia activa y reactiva inyectada durante la rampa de inicio.



**Figura 4.8:** Variación de tensión en p.u., tras la inyección de energía a la red durante la rampa de inicio.



**Figura 4.9:** Variación de frecuencia en Hz, tras la inyección de energía a la red durante la rampa de inicio.

El comportamiento dinámico de la respuesta de la frecuencia, se debe principalmente al modelo de la Red Externa propio de PowerFactory, que por inercia siempre va a tender a estabilizarse a la frecuencia fundamental de 60 Hz (configurada).

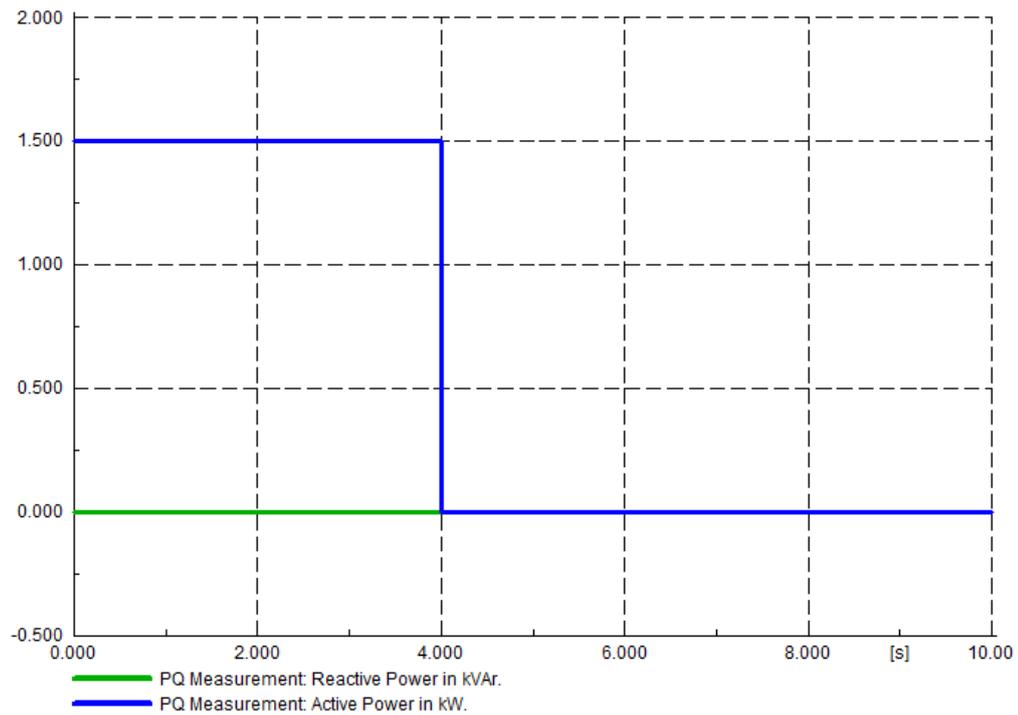
### 4.3.2. DESCONEXIÓN DE LA RED

#### Desconexión

Este escenario representa una desconexión repentina del inversor ya sea manual o en automático para protección de la red eléctrica.

Como se aprecia en la *Figura 4.10*, en  $t = 4$  s ocurre la desconexión del inversor. En este caso no hay inyección de potencia reactiva a la red.

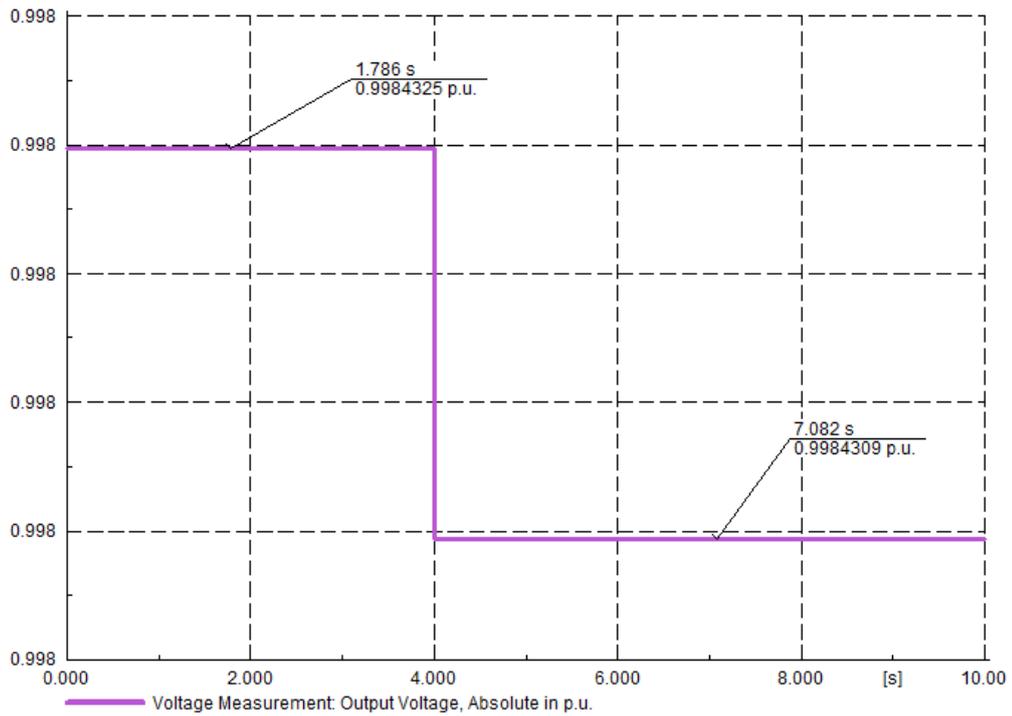
Algunos inversores para uso residencial también permiten configurar una rampa de apagado, aunque su uso no es muy común. Este caso no se considera en el presente estudio.



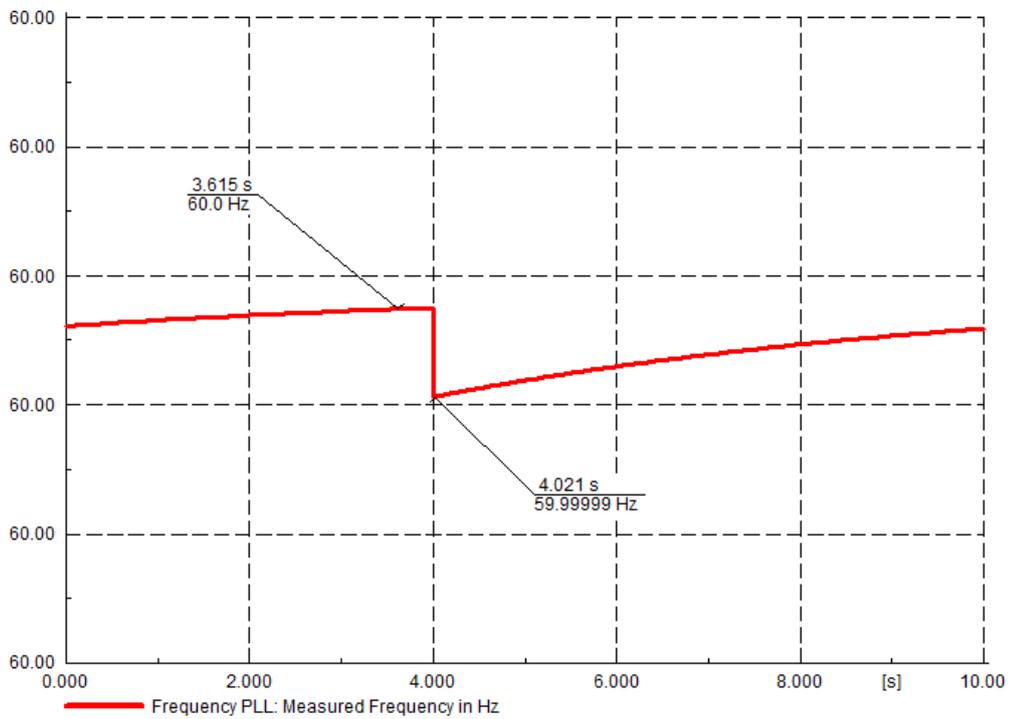
**Figura 4.10:** Cese de inyección de potencia activa y reactiva tras desconexión.

Como se muestra en la *Figura 4.11* y la *Figura 4.12*, el cese de inyección de potencia a la red debido a la desconexión tiende a disminuir ligeramente la tensión y la frecuencia. La variación en ambos casos es muy pequeña, por lo que puede considerarse despreciable.

El apagado normal del inversor dentro del ciclo diario de operación se realiza cuando la irradiancia solar es baja y debido a esto la inyección de potencia activa también es baja. Una desconexión repentina después de una inyección de potencia baja no produce perturbaciones significantes en la red.



**Figura 4.11:** Variación de tensión en p.u., tras el cese de inyección de energía a la red.



**Figura 4.12:** Variación de frecuencia en Hz, tras el cese de inyección de energía a la red.

### 4.3.3. SUMINISTRO DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

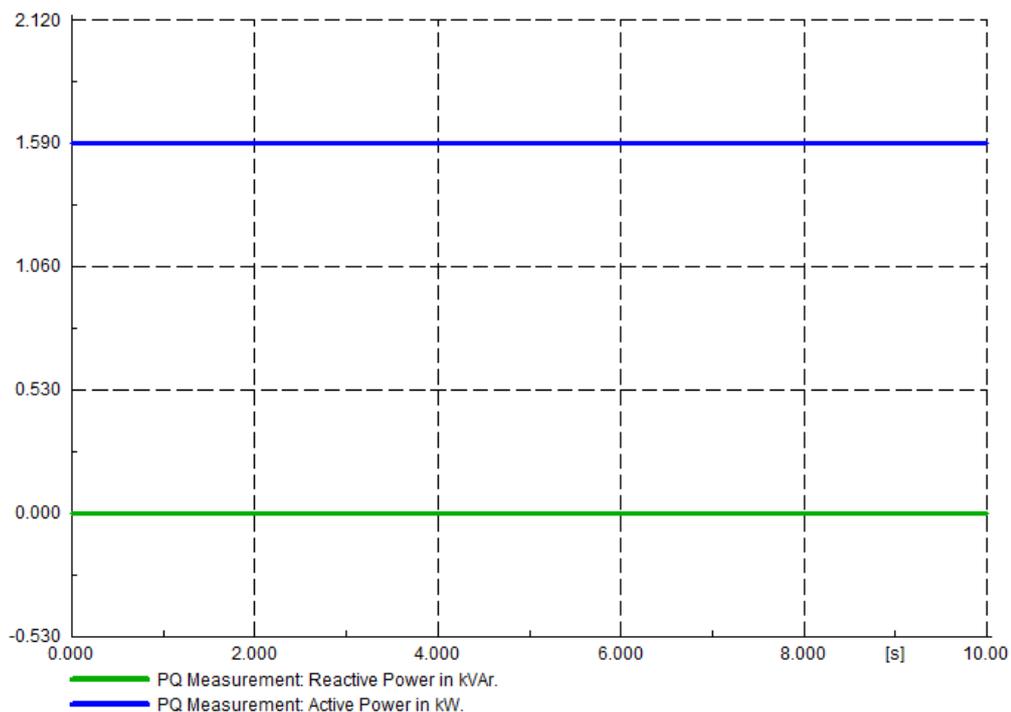
#### a. Limitación de Potencia Activa

La máxima potencia activa que es capaz de entregar el generador fotovoltaico modelado en condiciones NOCT es de 1633 W.

La máxima potencia activa que se puede inyectar a la red es de 1500 W, por lo que se debe limitar la salida de potencia del inversor para evitar sobrepasar este valor. Esto se logra por lo general midiendo constantemente, con un dispositivo debidamente calibrado, los consumos de la vivienda donde se encuentra la instalación de MCD, luego estos datos de medición son entregados al inversor. La diferencia entre la potencia generada y el consumo domiciliario, que es la potencia que se entrega a la red, nunca debe exceder los 1500 W.

De esta forma, suponiendo un consumo de solo 90 W en la vivienda con MCD, la máxima potencia generada debe cubrir este consumo e inyectar a la red hasta un máximo de 1500 W. Esto sería  $1500 + 90 = 1590$  W.

La *Figura 4.13* muestra la potencia generada medida en los bornes del inversor, sin considerar inyección de potencia reactiva.



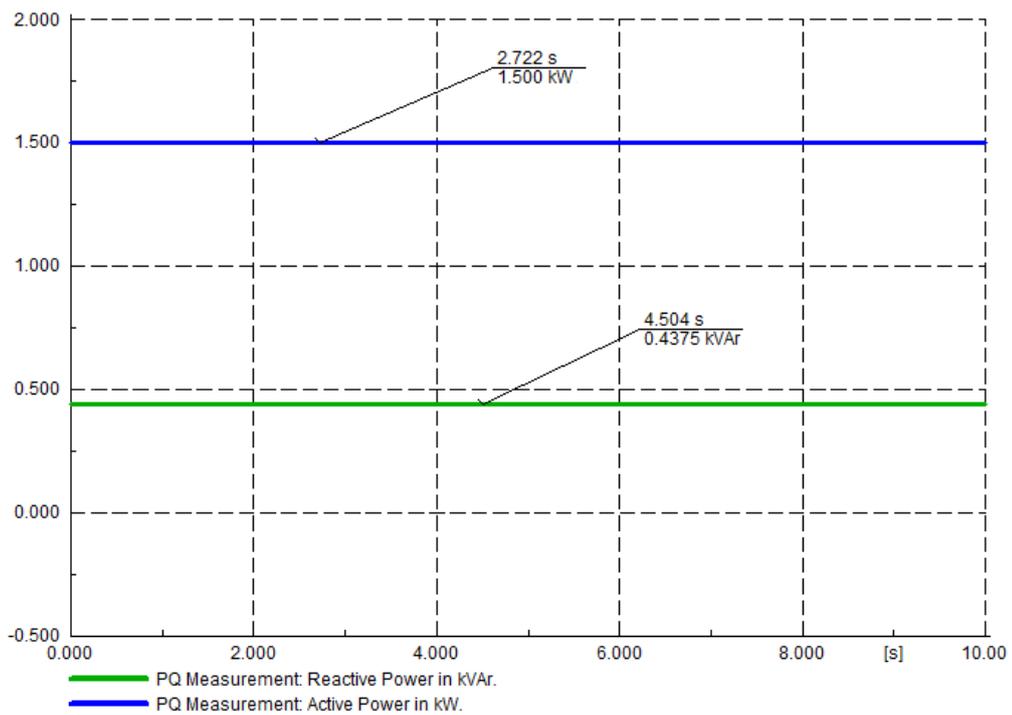
**Figura 4.13:** Limitación de potencia generada medida en los bornes del inversor.

## b. Inyección de Potencia Activa con especificación del Factor de Potencia FP

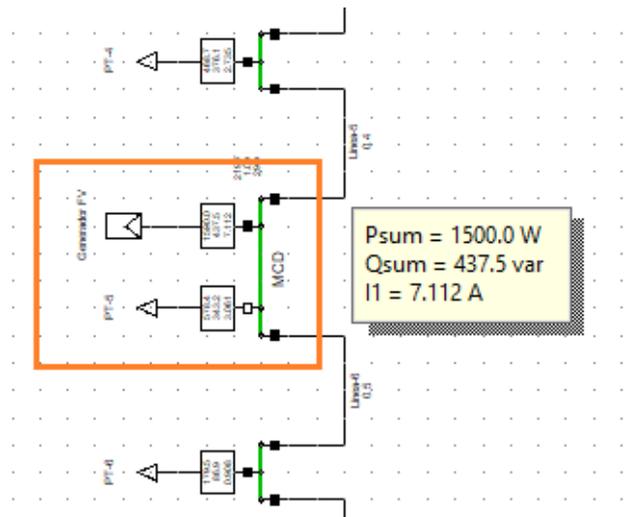
Además de la potencia activa, es posible inyectar potencia reactiva para apoyar en el soporte de red local. Para hacer esto se especificó un valor fijo de factor de potencia con el que se buscó que el generador opere constantemente.

Los resultados para un factor de potencia en adelanto de 0.96 y para una inyección de potencia activa máxima limitada, se muestran en la *Figura 4.14*. Las medidas son realizadas en el nodo de la acometida.

De la *Figura 4.15* se obtiene que la potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia en adelanto de 0.96 es 437.5 VAR, para una inyección de 1500 W de potencia activa. Se ha desconectado la carga de la vivienda, por lo que el nodo PT-5 solo tiene conectado el generador fotovoltaico.



**Figura 4.14:** Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación del factor de potencia.

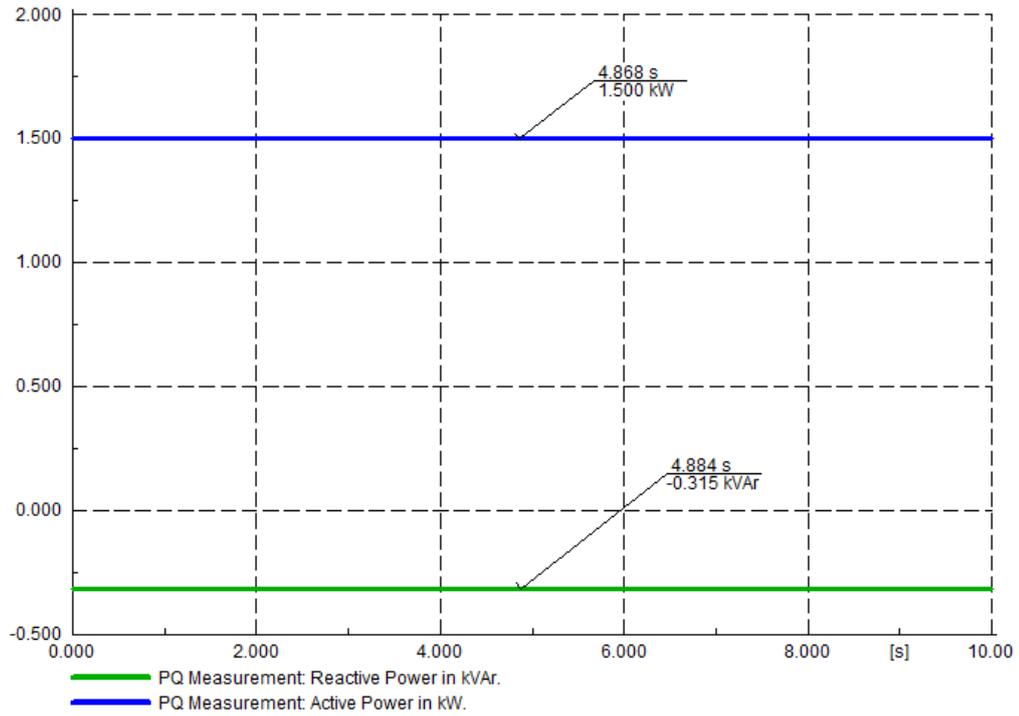


**Figura 4.15:** Nodo PT-5 - Inyección de potencia activa y reactiva.  
Especificación del factor de potencia.

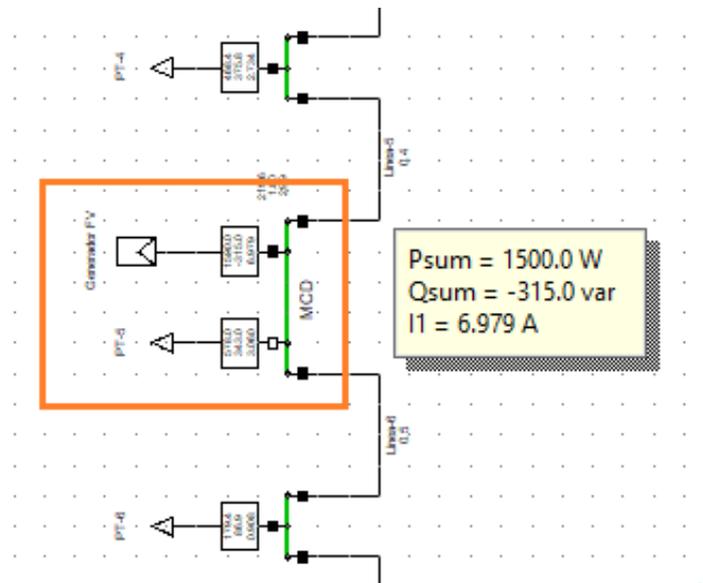
### c. Inyección de Potencia Activa con especificación de Potencia Reactiva Q

Para la inyección de potencia reactiva también es posible asignar un valor de consigna constante, esto con el propósito, por ejemplo, de compensar alguna carga reactiva en adelante constante en la red local.

Con esta consideración se estableció el valor constante de potencia reactiva en atraso de 315 VAR. Se ha desconectado la carga de la vivienda, por lo que el nodo PT-5 solo tiene conectado el generador fotovoltaico. Los resultados se muestran en la *Figura 4.16* y la *Figura 4.17*.



**Figura 4.16:** Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación de potencia reactiva.



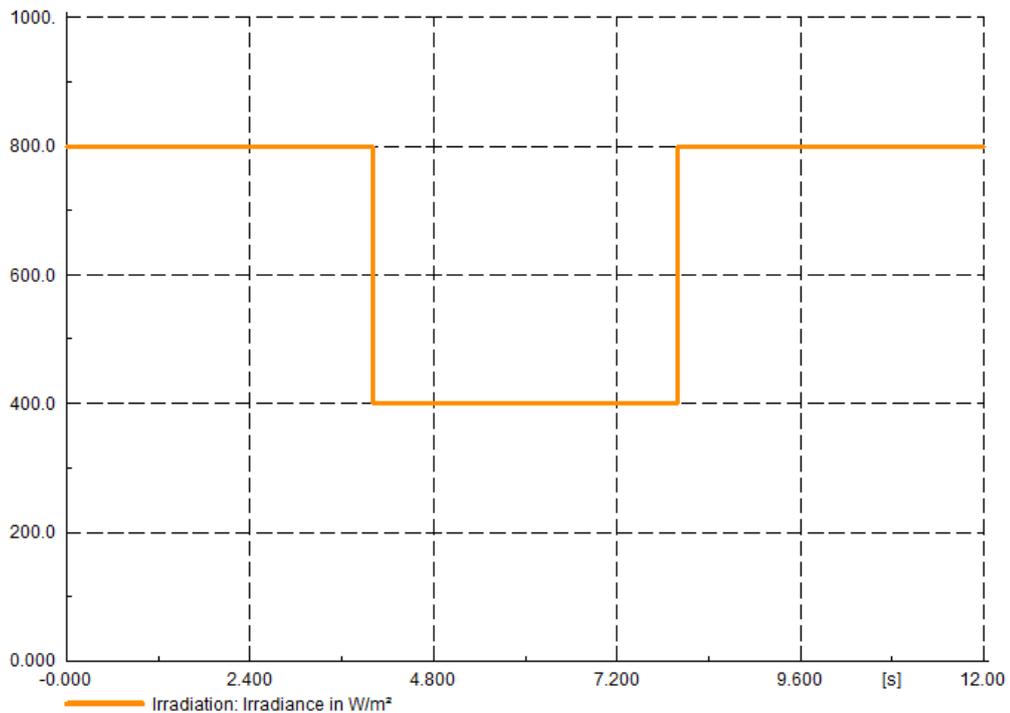
**Figura 4.17:** Nodo PT-5 - Inyección de potencia activa y reactiva. Especificación de potencia reactiva.

#### 4.3.4. CAMBIO DE IRRADIANCIA SOLAR

El siguiente caso se realizó para describir la respuesta del sistema fotovoltaico y su impacto en la red ante un cambio repentino de irradiancia solar, que podría representar una situación de nublado temporal del cielo.

La irradiancia solar se encuentra inicialmente en condiciones normales a  $800 \text{ W/m}^2$ . En el tiempo  $t = 4 \text{ s}$ , cae repentinamente a  $400 \text{ W/m}^2$ . Luego, en el tiempo  $t = 8 \text{ s}$  regresa nuevamente a su valor inicial de  $800 \text{ W/m}^2$ . Esto se representa en la *Figura 4.18*.

En base a esto, se procedió a realizar el análisis dinámico en los siguientes dos escenarios.



**Figura 4.18:** Cambio de irradiancia solar ( $\text{W/m}^2$ ).

##### a. Cambio de Irradiancia con especificación del Factor de Potencia FP

Se configuró el modelo del inversor para que trabaje siempre con el factor de potencia de 0.96 en adelante.

Los resultados obtenidos de la inyección de potencia activa y reactiva se muestran en la *Figura 4.19*. Como se puede observar, el sistema fotovoltaico inicia operando

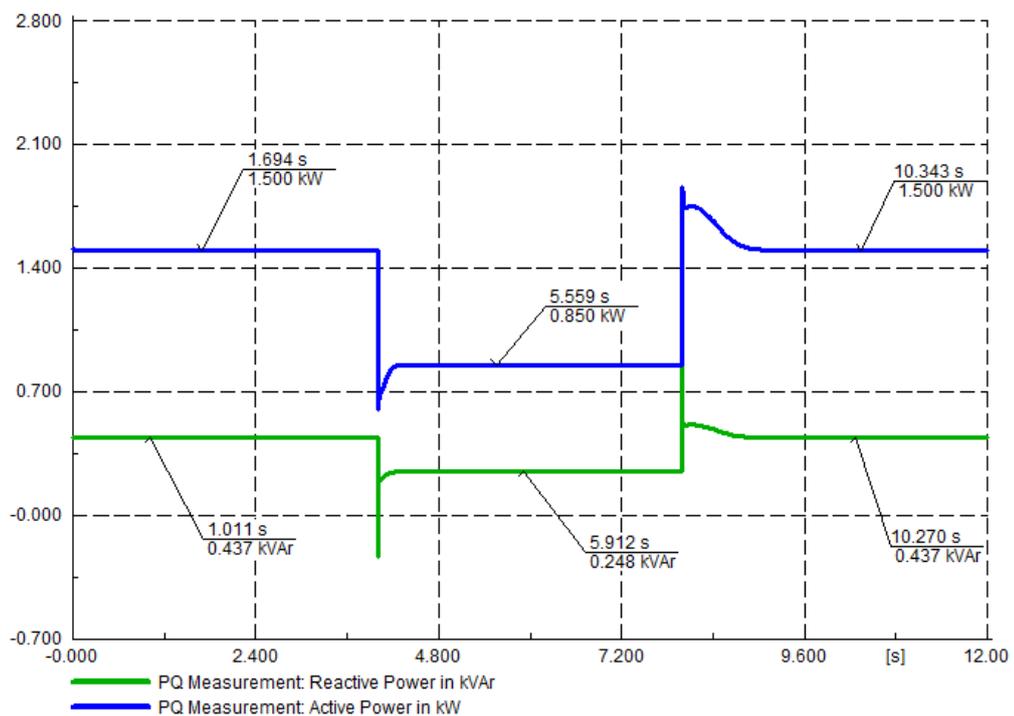
en condiciones normales a 800 W/m<sup>2</sup> y limitando su inyección de potencia activa a 1500 W. La potencia reactiva correspondiente es de 437 VAr para el factor de potencia fijado.

En el momento del cambio repentino, se puede apreciar como el algoritmo MPPT busca la máxima potencia activa posible que se puede entregar en condiciones de baja irradiancia, que es 850 W. Cuando el nivel de irradiancia regresa a su valor inicial, el controlador trata inmediatamente de limitar la máxima potencia activa de salida del generador a 1500 W.

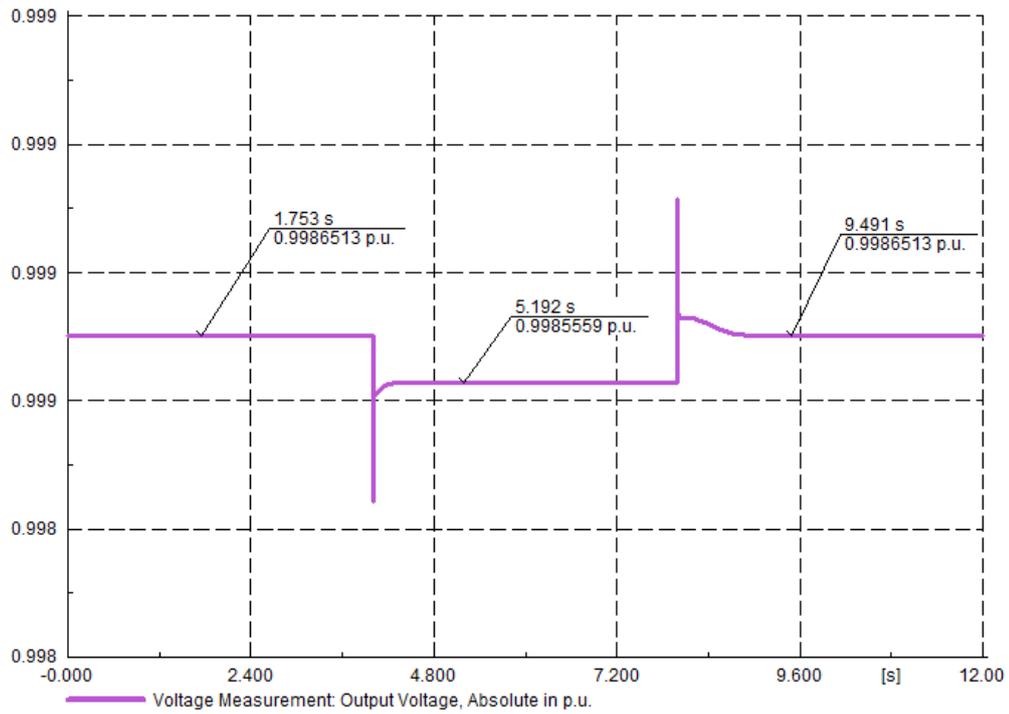
Se puede observar cómo la potencia reactiva acompaña al cambio de la potencia activa con el fin de mantener siempre el factor de potencia fijado.

La *Figura 4.20* muestra el impacto en la variación de la tensión de la red.

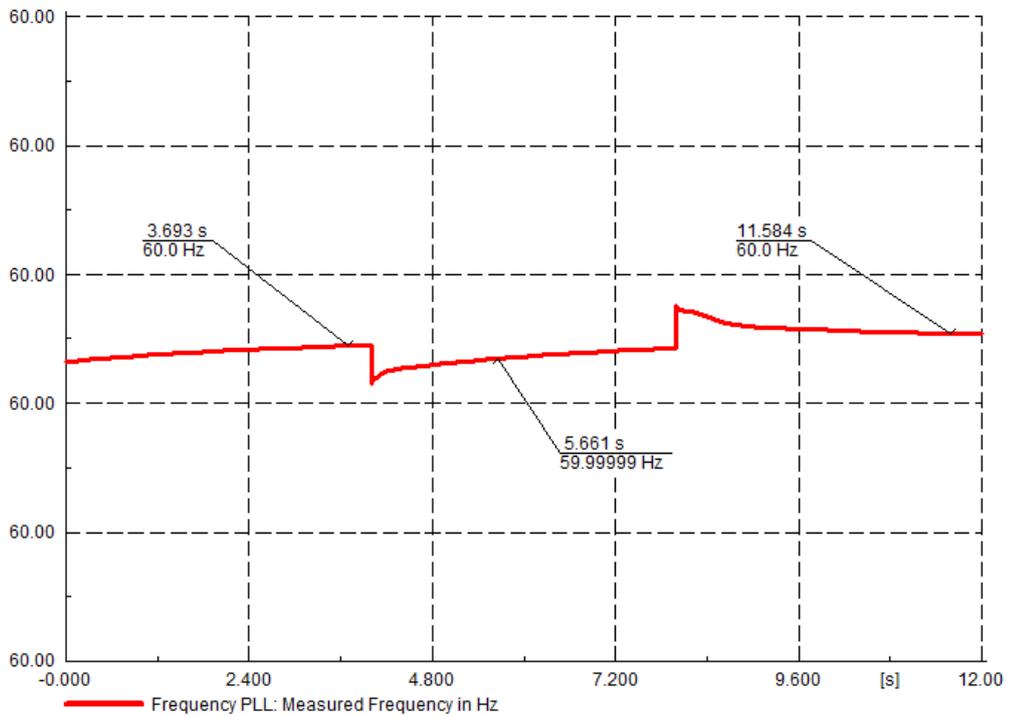
La *Figura 4.21* muestra el impacto en la variación de la frecuencia de la red.



**Figura 4.19:** Inyección de potencia activa y reactiva tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia.



**Figura 4.20:** Variación de tensión en la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia.



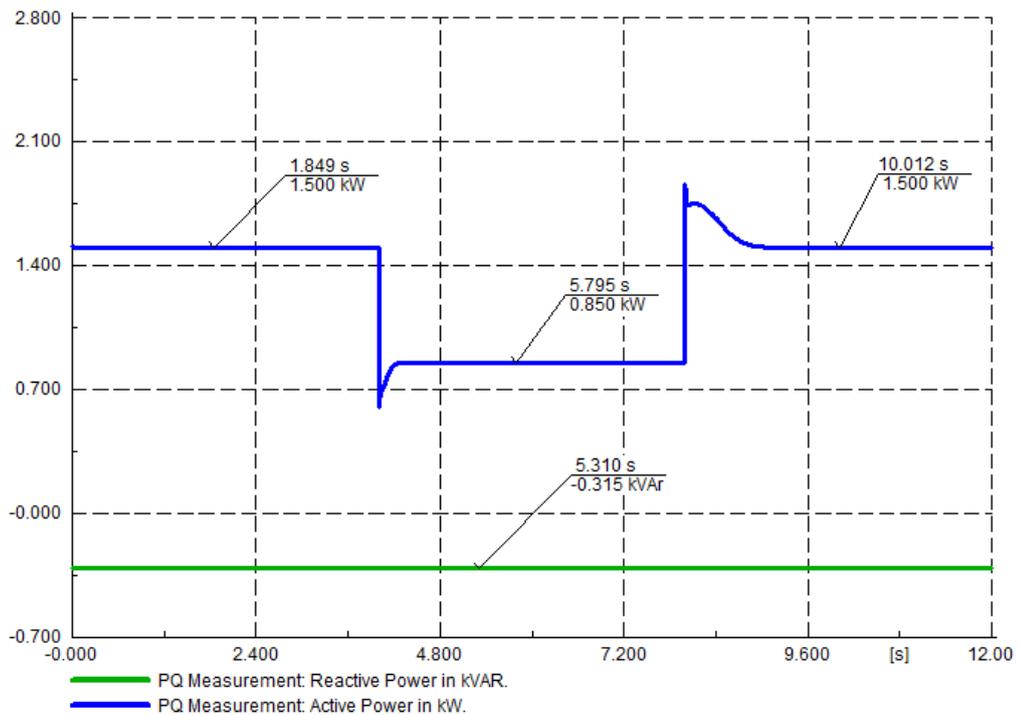
**Figura 4.21:** Variación de frecuencia de la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación del factor de potencia.

Tanto para el caso de la tensión como de la frecuencia, las variaciones son muy pequeñas, por lo que pueden considerarse despreciables.

### b. Cambio de Irradiancia con especificación de Potencia Reactiva Q

Se configuró el modelo del inversor para que trabaje siempre inyectando un valor de potencia reactiva específico de -315 VAR en atraso.

Los resultados obtenidos de la inyección de potencia activa y reactiva se muestran en la *Figura 4.22*. Como se puede observar, el sistema fotovoltaico inicia operando en condiciones normales a 800 W/m<sup>2</sup> y limitando su inyección de potencia activa a 1500 W. La potencia reactiva especificada es de -315 VAR.



**Figura 4.22:** Inyección de potencia activa y reactiva tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva.

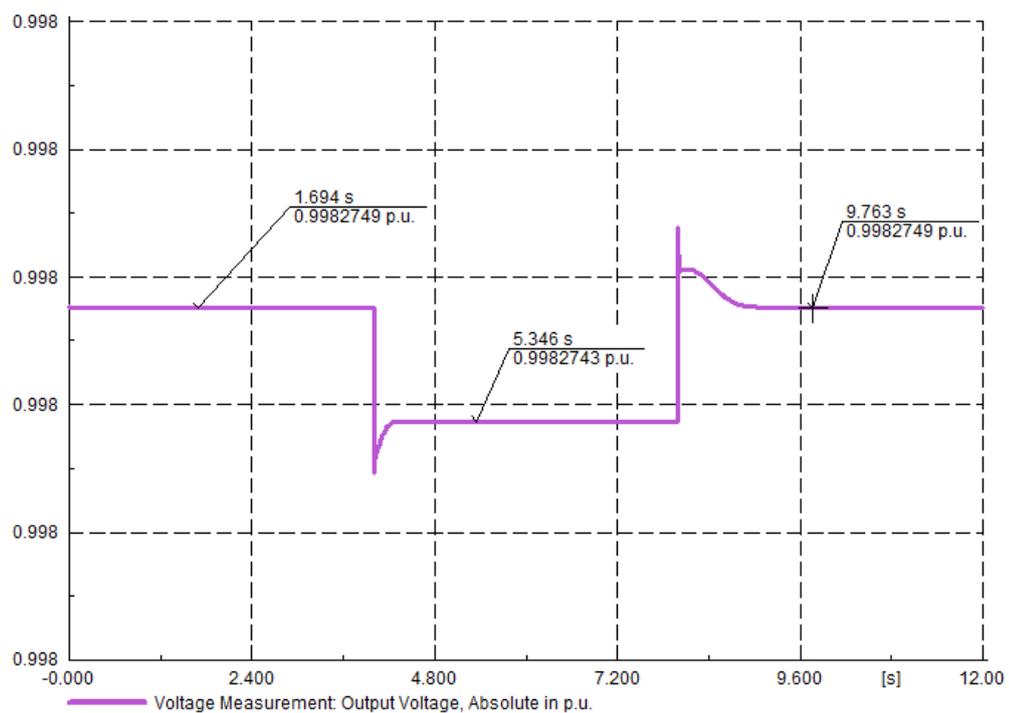
En el momento del cambio repentino, el algoritmo MPPT busca la máxima potencia activa posible que se puede entregar en condiciones de baja irradiancia, que es 850 W. Cuando el nivel de irradiancia regresa a su valor inicial, el controlador trata inmediatamente de limitar la máxima potencia activa de salida del generador a 1500 W.

Se puede apreciar cómo la inyección de potencia reactiva es independiente del cambio de la potencia activa y no se ve alterada.

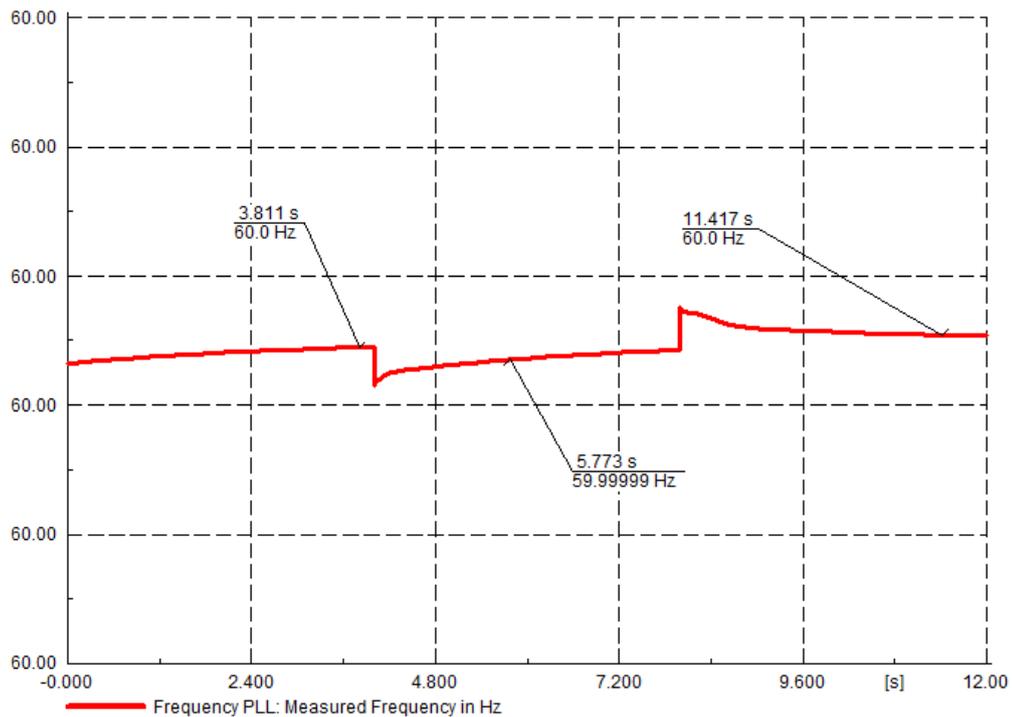
La *Figura 4.23* muestra el impacto en la variación de la tensión de la red.

La *Figura 4.24* muestra el impacto en la variación de la frecuencia de la red.

Igual que en el escenario anterior, tanto para el caso de la tensión como de la frecuencia las variaciones son muy pequeñas, por lo que pueden considerarse despreciables.



**Figura 4.23:** Variación de tensión en la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva.



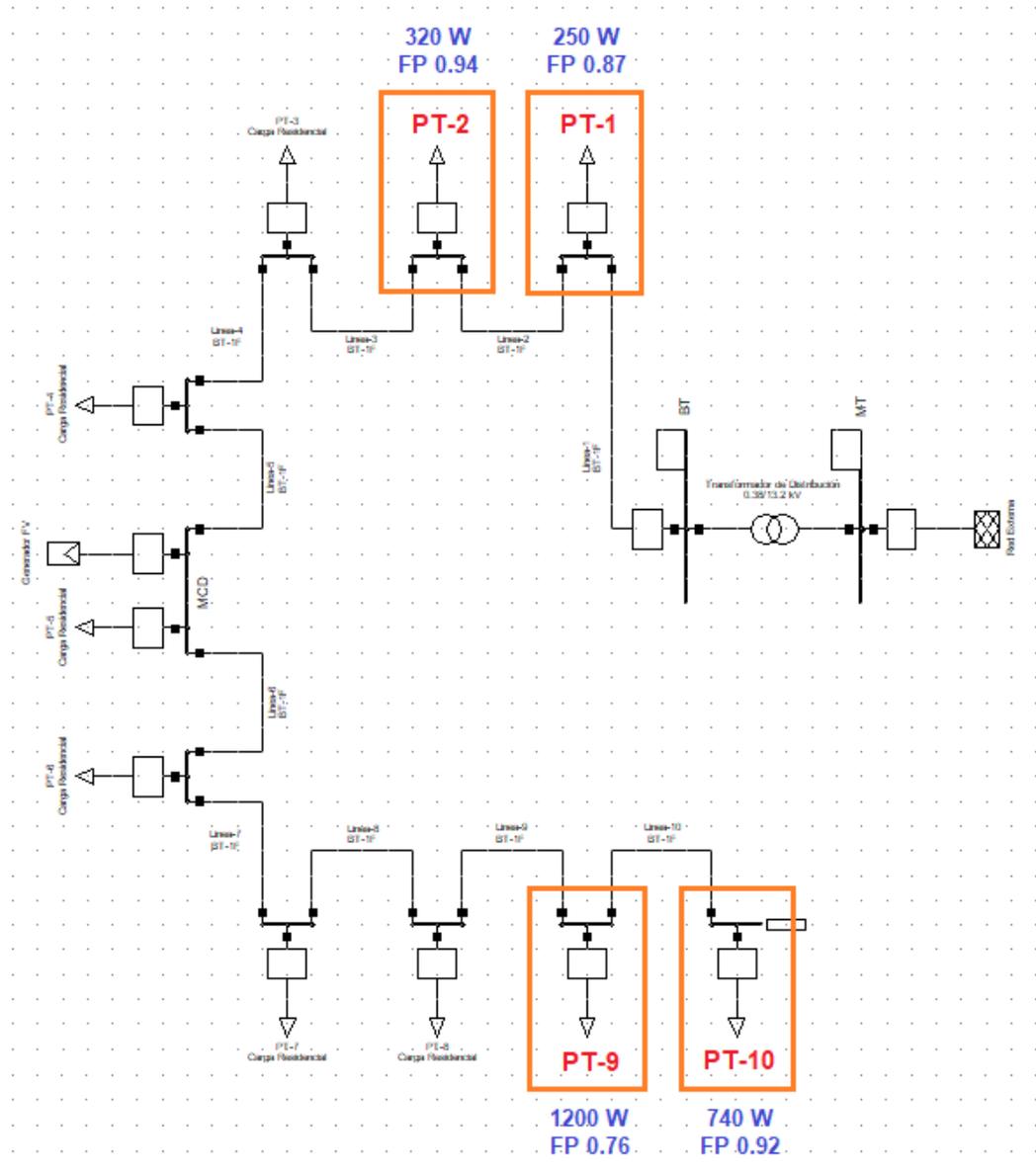
**Figura 4.24:** Variación de frecuencia de la red tras cambio de irradiancia solar, con especificación de potencia reactiva.

#### 4.3.5. VARIACIÓN DE CARGAS EN LA RED LOCAL

El siguiente caso se realizó para comprender la respuesta del sistema fotovoltaico y su impacto en la red, ante la conexión y desconexión de cargas en la red local a la que se encuentra conectado.

Se consideraron en esta simulación los nodos PT-1, PT-2, PT-9 y PT-10 en los que se programaron eventos de conexión y desconexión.

La *Figura 4.25* muestra los nodos considerados con sus respectivos valores de carga y factor de potencia.



**Figura 4.25:** Nodos considerados para los eventos de Conexión/Desconexión.

Inicialmente la red empezó con todas las cargas conectadas excepto la PT-2 y la PT-10.

Los eventos de conexión y desconexión se realizaron en el siguiente orden:

- 1º Conexión del nodo PT-2, en  $t = 3$  s.
- 2º Desconexión del nodo PT-1 en  $t = 6$  s.
- 3º Conexión del nodo PT-10, en  $t = 9$  s.
- 4º Desconexión del nodo PT-9 en  $t = 12$  s.

#### **a. Conexión/Desconexión de cargas sin sistema fotovoltaico MCD**

Se consideró la conexión y desconexión de cargas en un escenario donde no existe MCD y solo hay consumidores de energía.

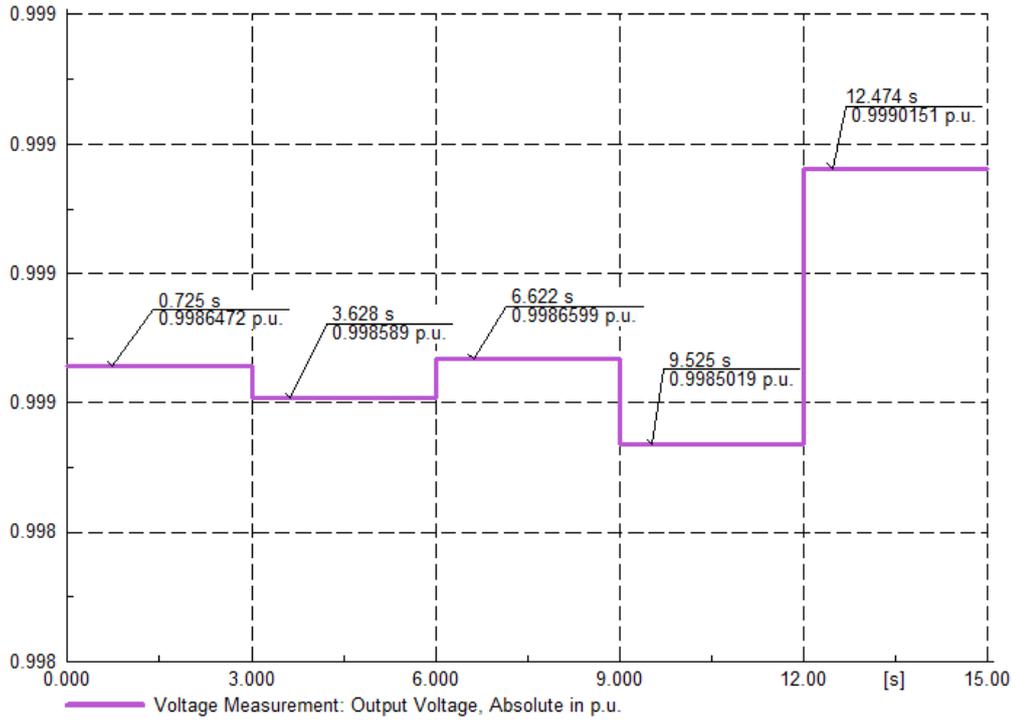
Como se puede observar en la *Figura 4.26*, ocurren variaciones en la tensión en forma de escalones cuya proporción de incremento y disminución está en función de la carga que se conecta o desconecta en cada instante de tiempo. En general la conexión de cargas inductivas y lineales, como las consideradas aquí, involucra una disminución de tensión y la desconexión de este tipo de cargas involucra un incremento de tensión.

En todos los casos, las variaciones de tensión son muy pequeñas por lo que pueden considerarse despreciables.

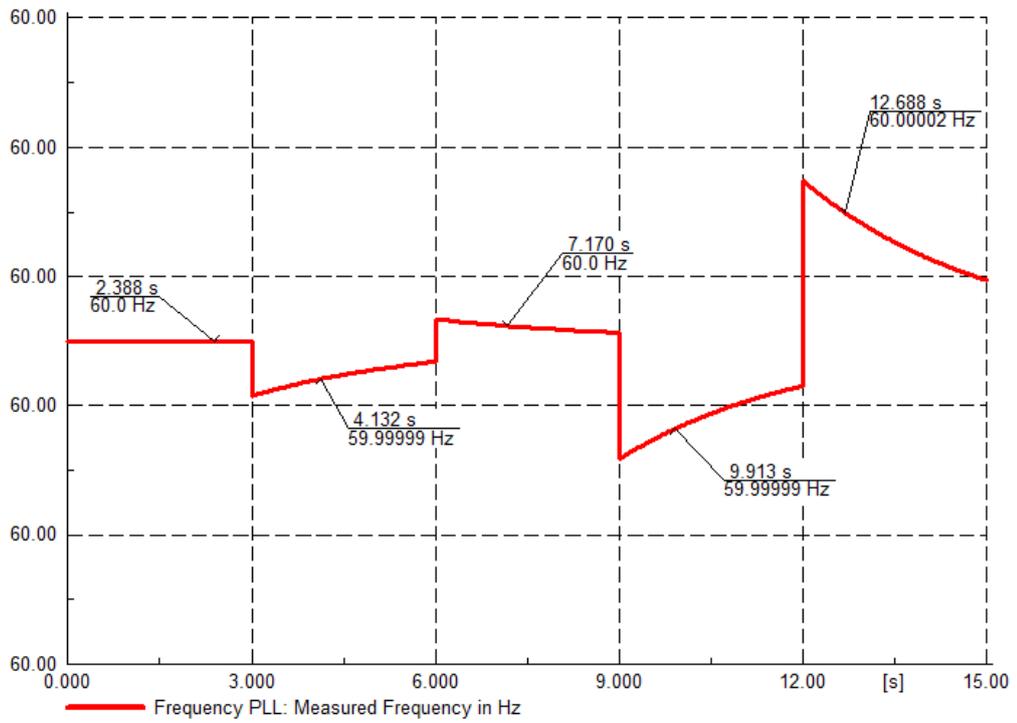
En la *Figura 4.27*, se muestra que ocurren variaciones en la frecuencia cuya proporción de incremento y decremento está en función de la carga que se conecta o desconecta en cada instante de tiempo. En general, del mismo modo que para la tensión, la conexión de cargas inductivas y lineales, como las consideradas aquí, involucra una disminución de frecuencia y la desconexión de este tipo de cargas involucra un aumento de frecuencia.

La respuesta dinámica de la frecuencia depende del modelo de la Red Externa y por inercia siempre busca estabilizarse en la frecuencia fundamental configurada de la red, 60 Hz.

En todos los casos, las variaciones de frecuencia son muy pequeñas por lo que pueden considerarse despreciables.



**Figura 4.26:** Variación de tensión de la red con eventos de Conexión/Desconexión, sin sistema fotovoltaico.



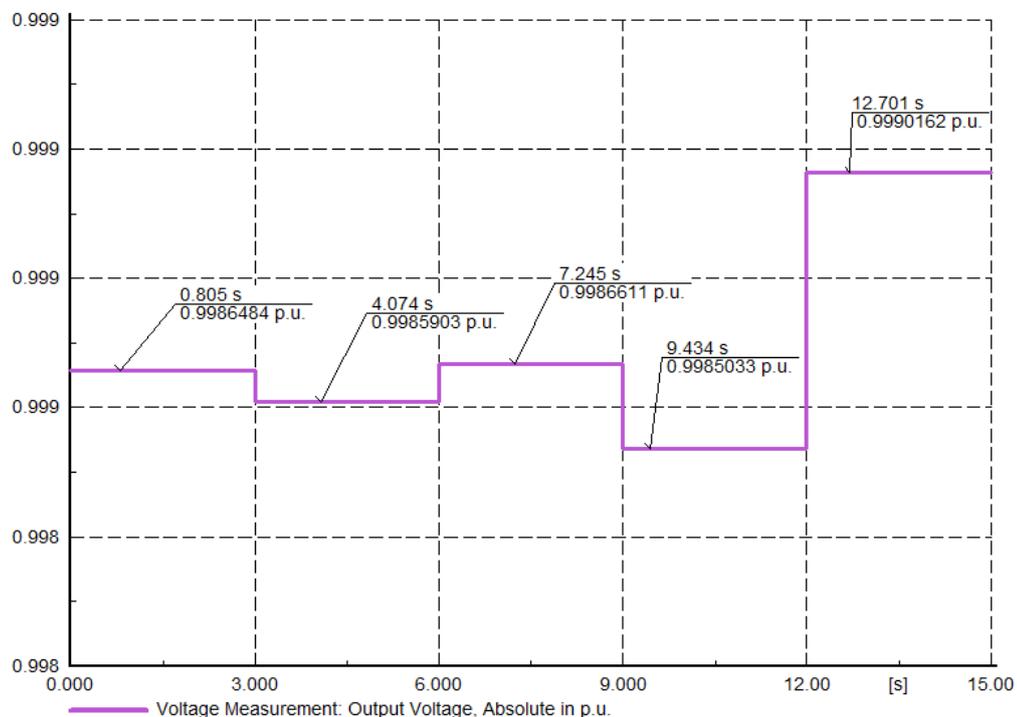
**Figura 4.27:** Variación de frecuencia de la red con eventos de Conexión/Desconexión, sin sistema fotovoltaico.

## b. Conexión/Desconexión de cargas con sistema fotovoltaico MCD

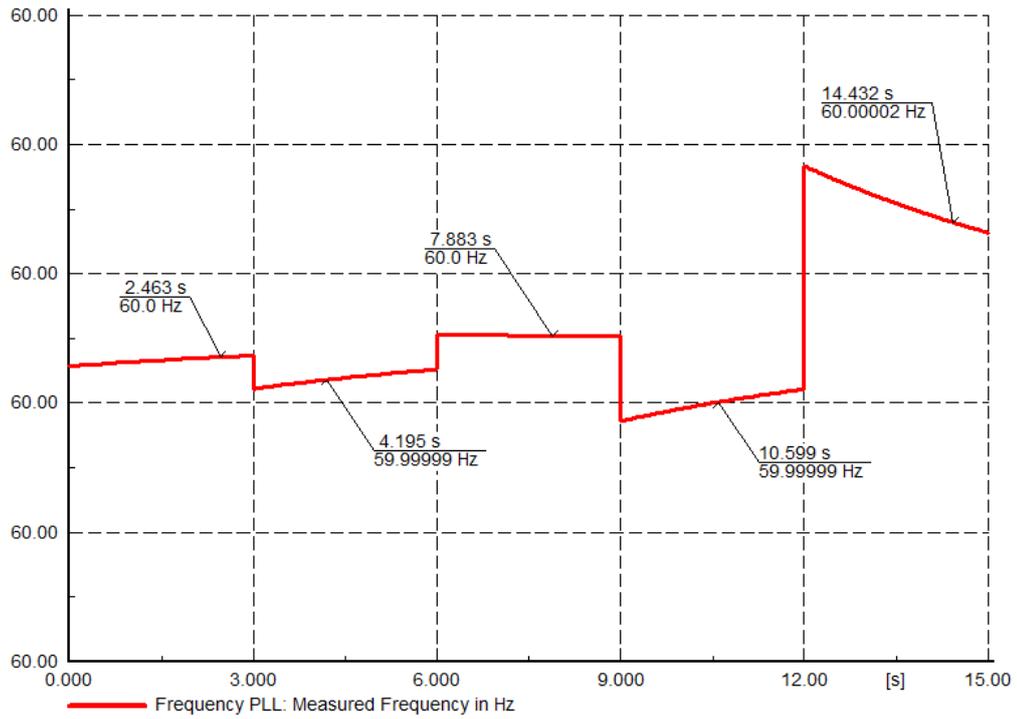
Se consideró la conexión y desconexión de cargas en un escenario con MCD conectado en el nodo PT-5. La inyección de potencia activa es constante en todo momento y limitada a 1500 W. No se considera inyección de potencia reactiva.

Se puede observar en la *Figura 4.28* y en la *Figura 4.29* que la respuesta de la red en cuanto a las variaciones de tensión y frecuencia es similar que cuando no hay un sistema fotovoltaico conectado. La diferencia que se puede notar es básicamente la magnitud de dichas variaciones que se encuentran en función de la potencia activa y reactiva consumida localmente.

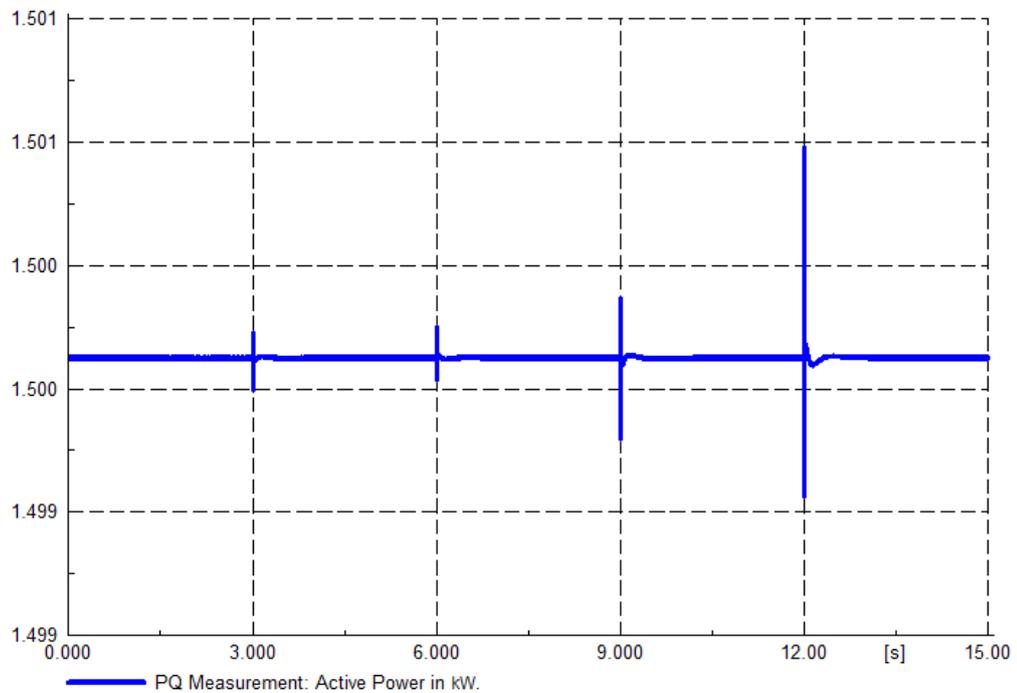
Dichas variaciones de tensión y frecuencia de la red, tienen un impacto en la potencia activa que entrega el sistema fotovoltaico a la red. En la *Figura 4.30* se pueden notar ligeras perturbaciones en la potencia activa, que son estabilizadas instantáneamente por el sistema de control del inversor que mantiene limitada la salida a 1500 W. Esto debido a los eventos de conexión y desconexión. La magnitud de estas perturbaciones también es proporcional a las cargas.



**Figura 4.28:** Variación de tensión de la red con eventos de Conexión/Desconexión, con sistema fotovoltaico.



**Figura 4.29:** Variación de frecuencia de la red con eventos de Conexión/Desconexión, con sistema fotovoltaico.



**Figura 4.30:** Perturbaciones en la inyección de potencia activa del sistema fotovoltaico, con eventos de Conexión/Desconexión.

#### 4.4. SIMULACIÓN DINÁMICA DE OPERACIÓN CON PERTURBACIONES EN LA RED

Se analizó el comportamiento dinámico del modelo del sistema con varios escenarios de perturbaciones en la red, en el dominio del tiempo.

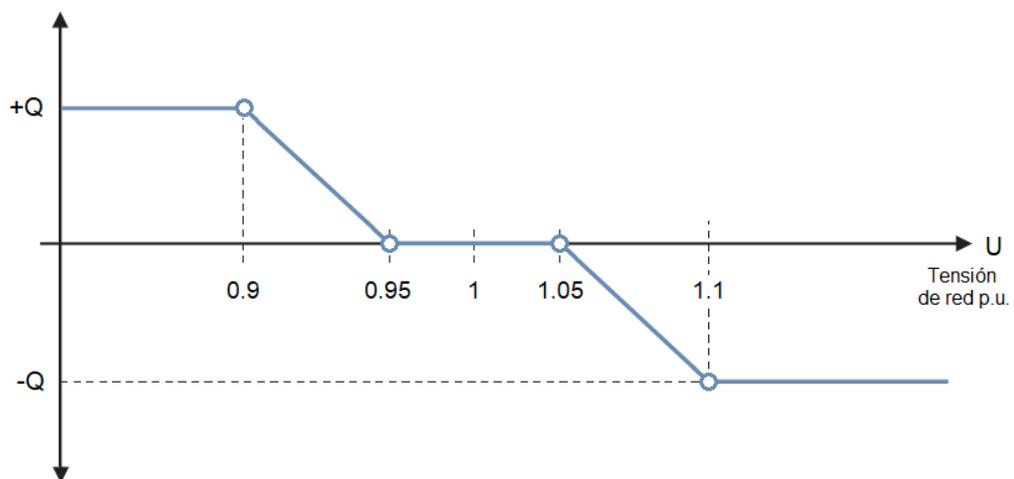
Se realizó en PowerFactory un conjunto de simulaciones RMS, cuyos resultados se detallan a continuación.

##### 4.4.1. VARIACIONES DE TENSIÓN

El siguiente análisis involucró escenarios de variaciones de tensión para comprender la respuesta dinámica del modelo del inversor y la acción de su sistema de protección de red.

Se consideró que el inversor opera con la configuración de la Curva  $Q(U)$  para la inyección de potencia reactiva. Esta suele ser una configuración muy usada para evitar la inyección innecesaria de energía reactiva y sobrecargar la red.

La *Figura 4.31* muestra la curva  $Q(U)$  utilizada donde la potencia reactiva  $Q$  es la máxima salida instantánea posible.

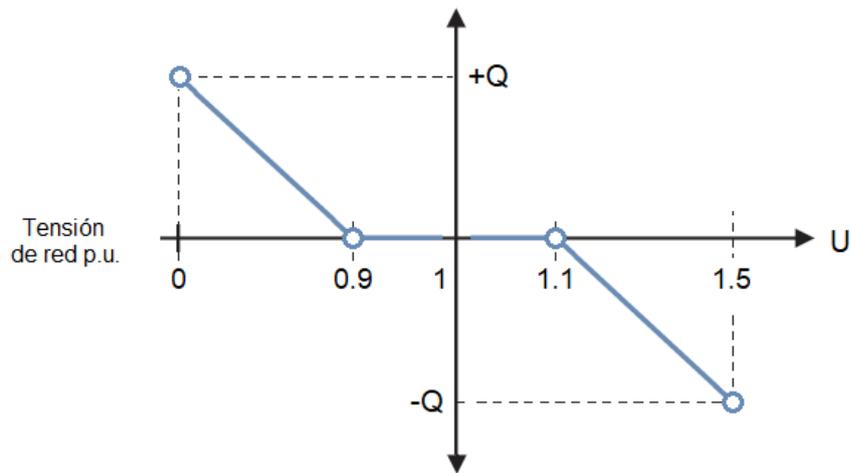


**Figura 4.31:** Curva  $Q(U)$  empleada en las simulaciones.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b)

Del mismo modo, se consideró también que el inversor opera con la configuración de la Curva FRT para el apoyo dinámico de la red en fallas de tensión, cuando se indique.

La *Figura 4.32* muestra la Curva FRT utilizada donde la potencia reactiva  $Q$  es la máxima entregable posible de acuerdo a la capacidad del inversor.



**Figura 4.32:** Curva FRT empleada en las simulaciones.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b)

## I. SUBTENSIÓN

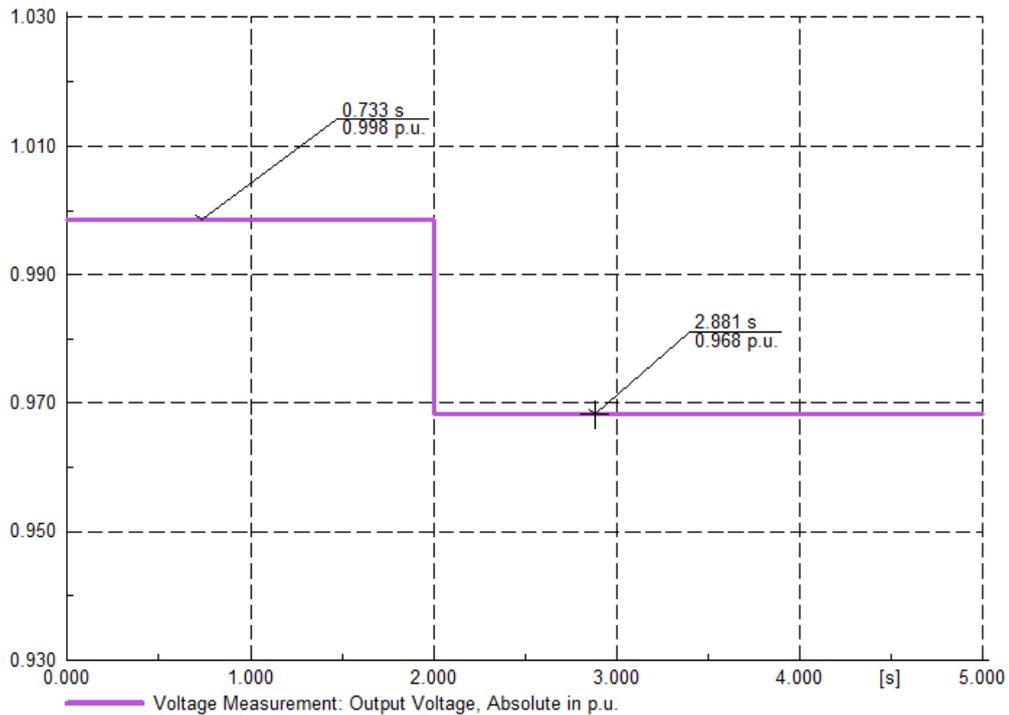
A continuación, se simularon eventos de subtensión (también conocidos como caída de tensión) dentro de escenarios típicos.

### a. Dentro del umbral de protección

Cuando la subtensión ocurre dentro de los valores del umbral de protección de mínima tensión (*Tabla 2.3*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se mantiene conectado a la red.

- **Sin LVRT – Solo curva  $Q(U)$**

Con una reducción del 3% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 0.968 p.u., como se observa en la *Figura 4.33*.

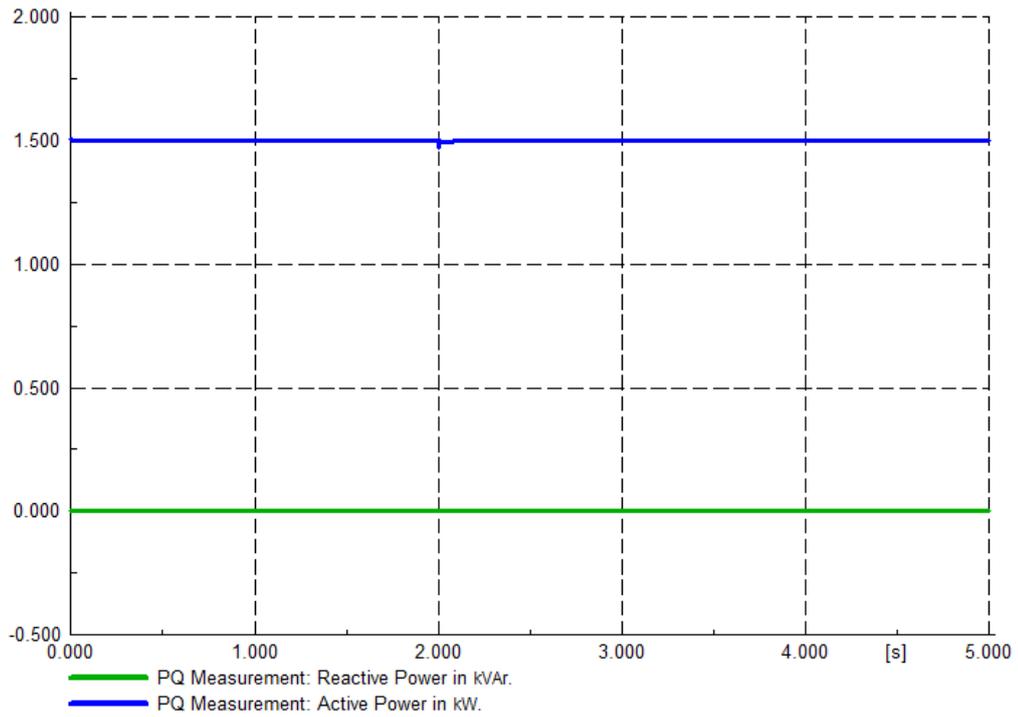


**Figura 4.33:** Evento de disminución del 3% de la tensión de la red.

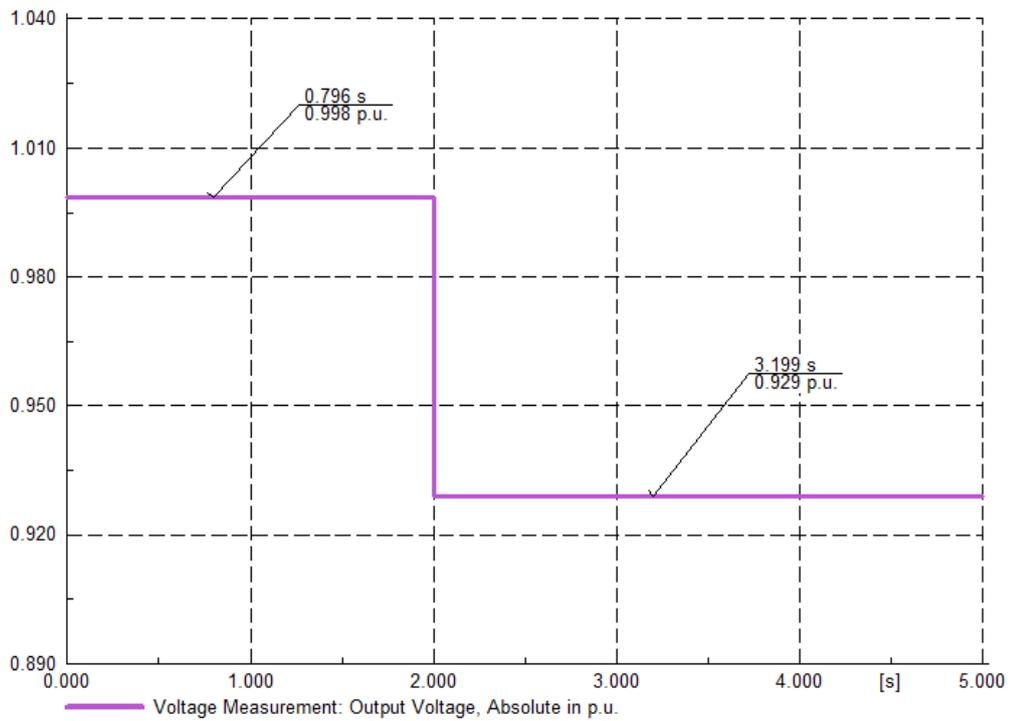
Este valor no se encuentra por debajo del límite inferior del primer intervalo de tensión de la curva  $Q(U)$ , que es 0.95, por lo que el sistema fotovoltaico no realiza inyección de energía reactiva. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.34*.

Con una reducción del 7% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 0.929 p.u., como se observa en la *Figura 4.35*.

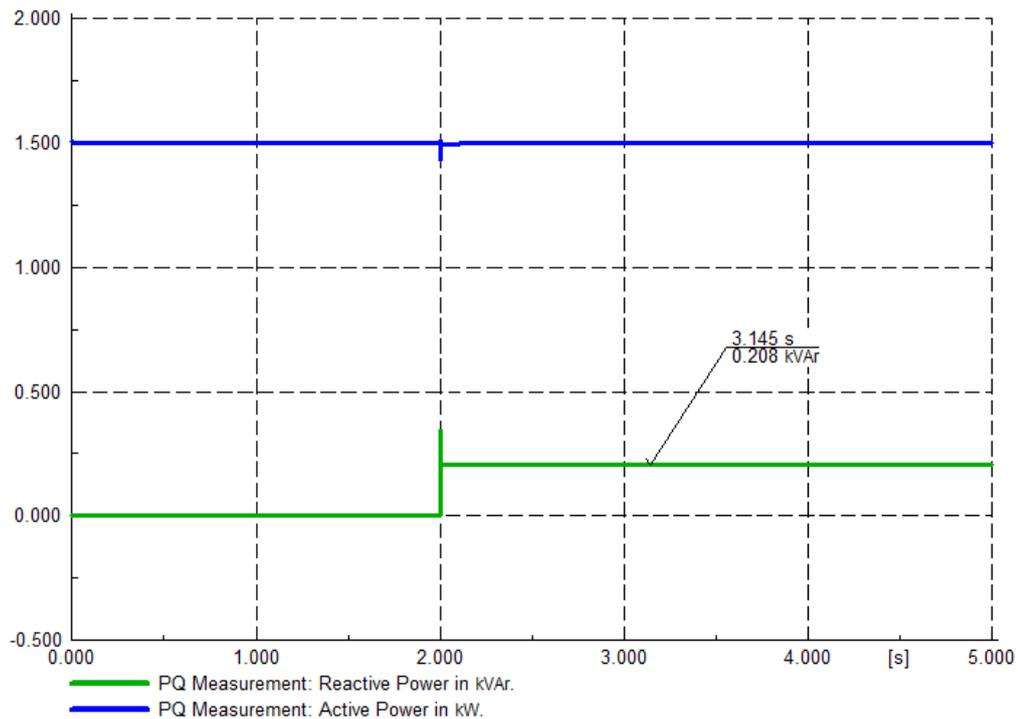
Este valor ha caído por debajo del límite inferior del primer intervalo de tensión de la curva  $Q(U)$ , que es 0.95, por lo que el sistema fotovoltaico empieza a inyectar potencia reactiva en función de dicha curva. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.36*.



**Figura 4.34:** Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 3% de la tensión de la red.



**Figura 4.35:** Evento de disminución del 7% de la tensión de la red.

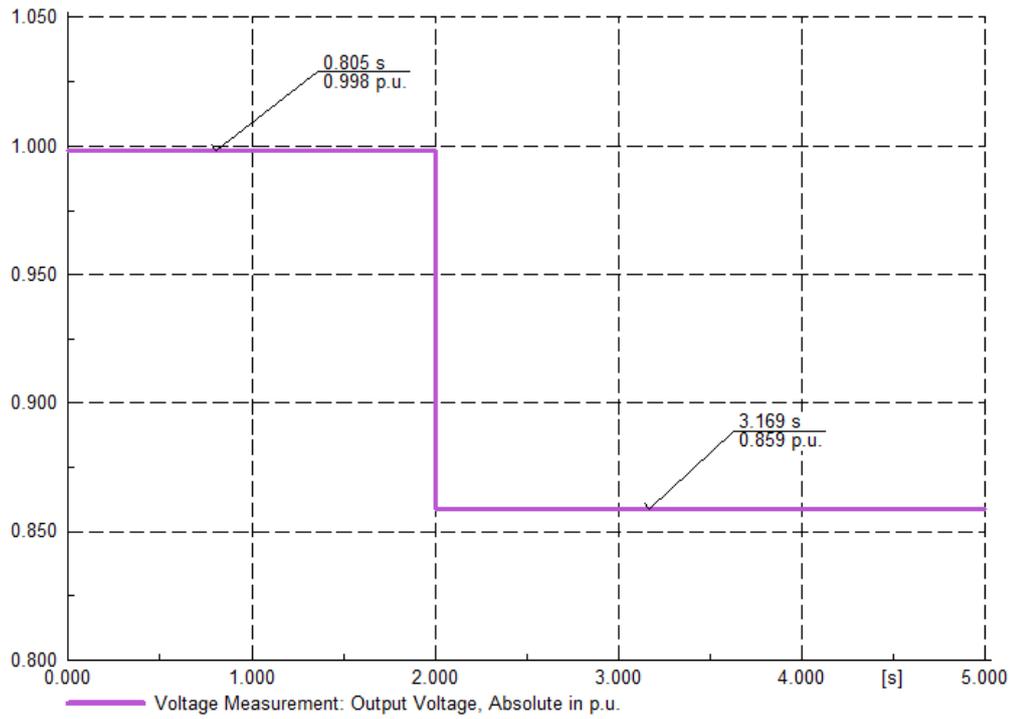


**Figura 4.36:** Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 7% de la tensión de la red.

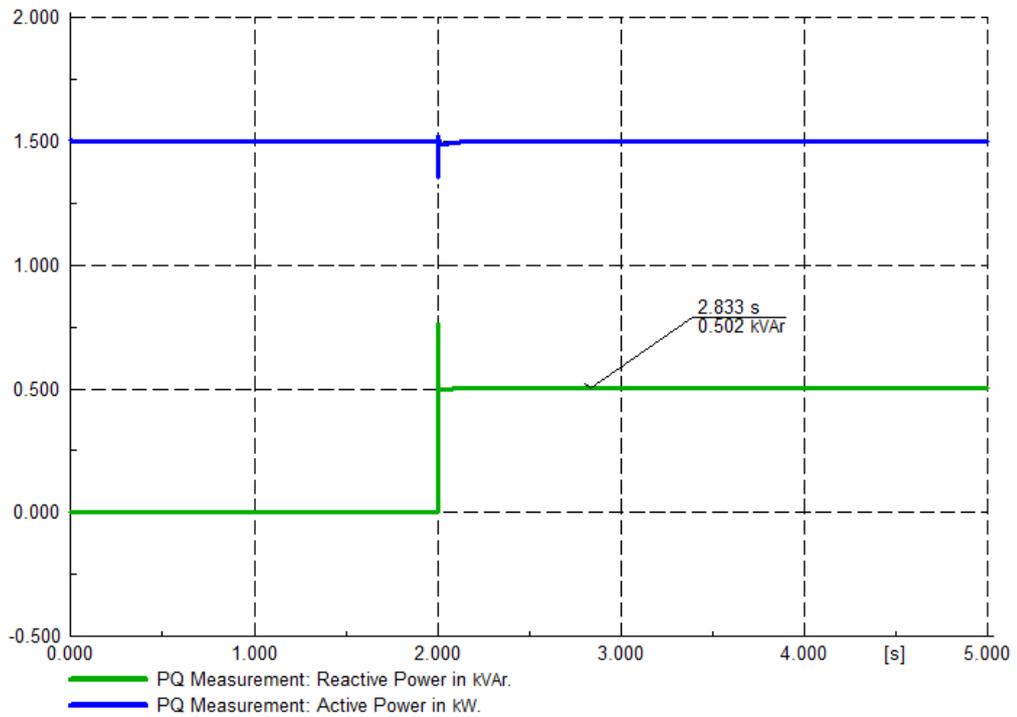
- **Con LVRT**

Con una reducción del 14% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 0.859 p.u., como se observa en la *Figura 4.37*.

Este valor ha caído por debajo del límite inferior del segundo intervalo de tensión de la curva  $Q(U)$ , que es 0.9. Esta es una disminución de tensión muy significativa, por lo que el sistema fotovoltaico empezó a realizar apoyo dinámico de red LVRT, inyectando potencia reactiva en función de la Curva FRT. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.38*.



**Figura 4.37:** Evento de disminución del 14% de la tensión de la red.



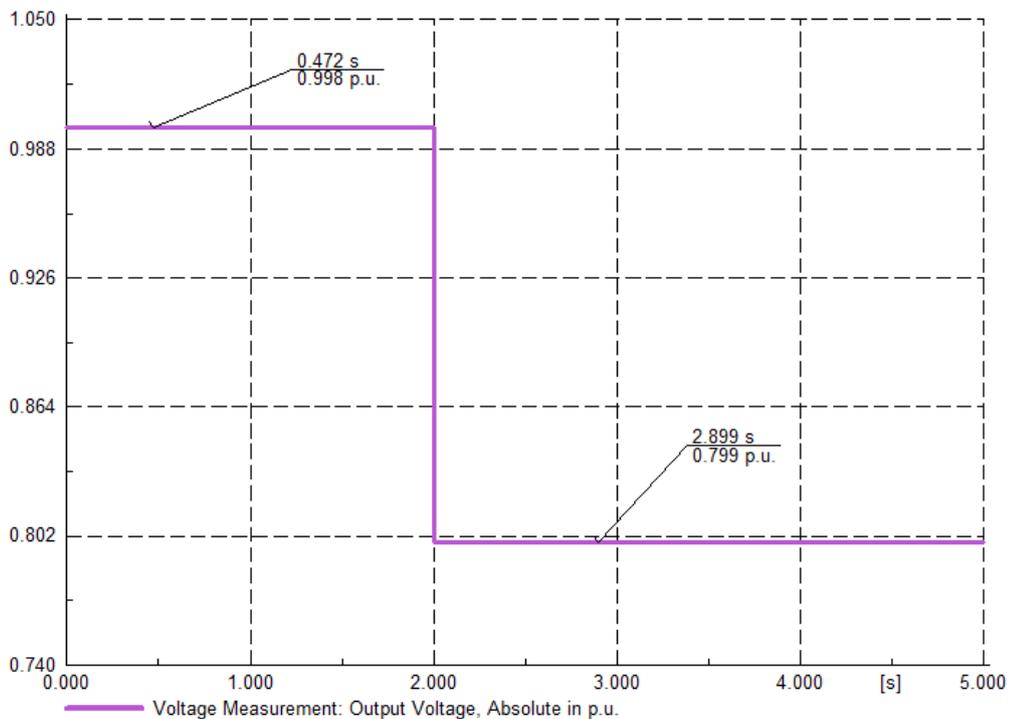
**Figura 4.38:** Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 14% de la tensión de la red.

## b. Fuera del umbral de protección

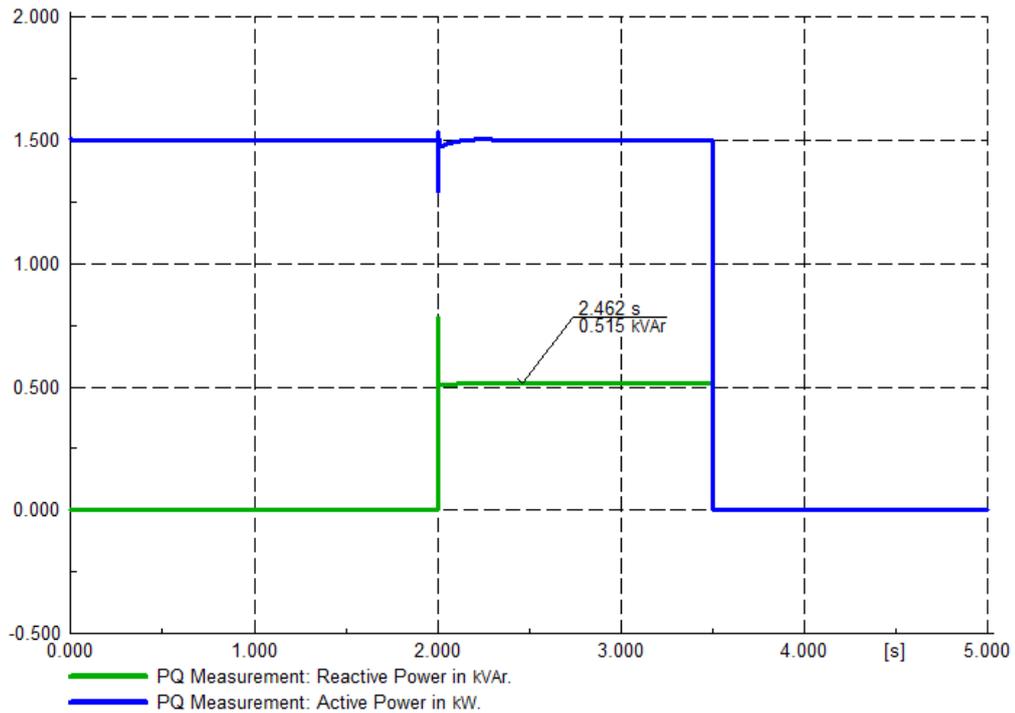
Cuando la subtensión excede los valores del umbral de protección de mínima tensión (*Tabla 2.3*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se desconecta de la red.

Con una reducción del 20% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 0.799 p.u., como se observa en la *Figura 4.39*.

Este valor es muy inestable para el funcionamiento de cualquier carga o elemento conectado a la red, por lo que en estas condiciones se activa la protección del inversor y este se desconecta de la red al cabo de 1.5 s. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.40*.



**Figura 4.39:** Evento de disminución del 20% de la tensión de la red.



**Figura 4.40:** Inyección de potencia activa y reactiva ante una disminución del 20% de la tensión de la red.

## II. SOBRETENSIÓN

A continuación, se simularon eventos de sobretensión (también conocidos como subida de tensión) dentro de escenarios típicos.

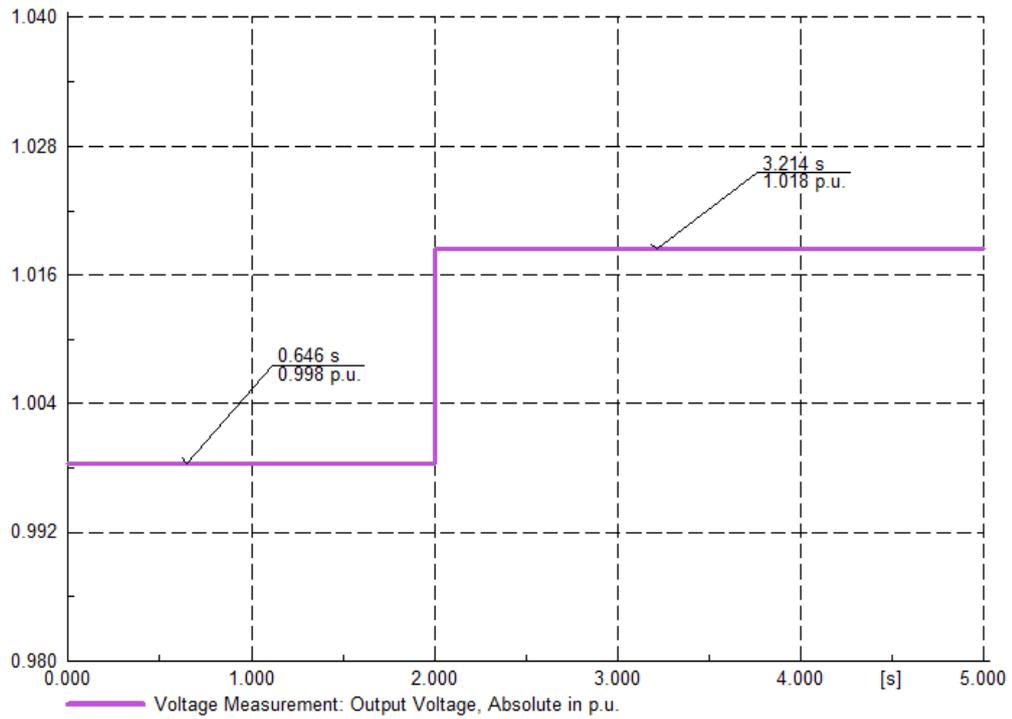
### a. Dentro del umbral de protección

Cuando la sobretensión ocurre dentro de los valores del umbral de protección de máxima tensión (*Tabla 2.3*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se mantiene conectado a la red.

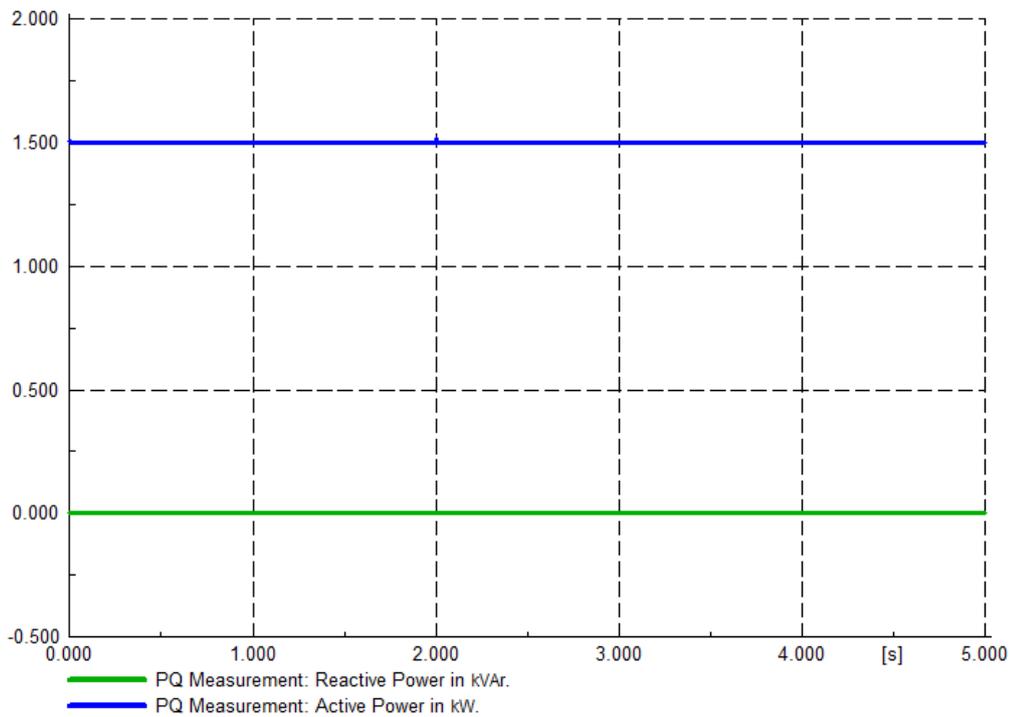
- **Sin HVRT – Solo curva Q(U)**

Con un incremento del 2% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 1.018 p.u., como se observa en la *Figura 4.41*.

Este valor no se encuentra por encima del límite superior del primer intervalo de tensión de la curva Q(U), que es 1.05, por lo que el sistema fotovoltaico no realiza inyección de energía reactiva. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.42*.



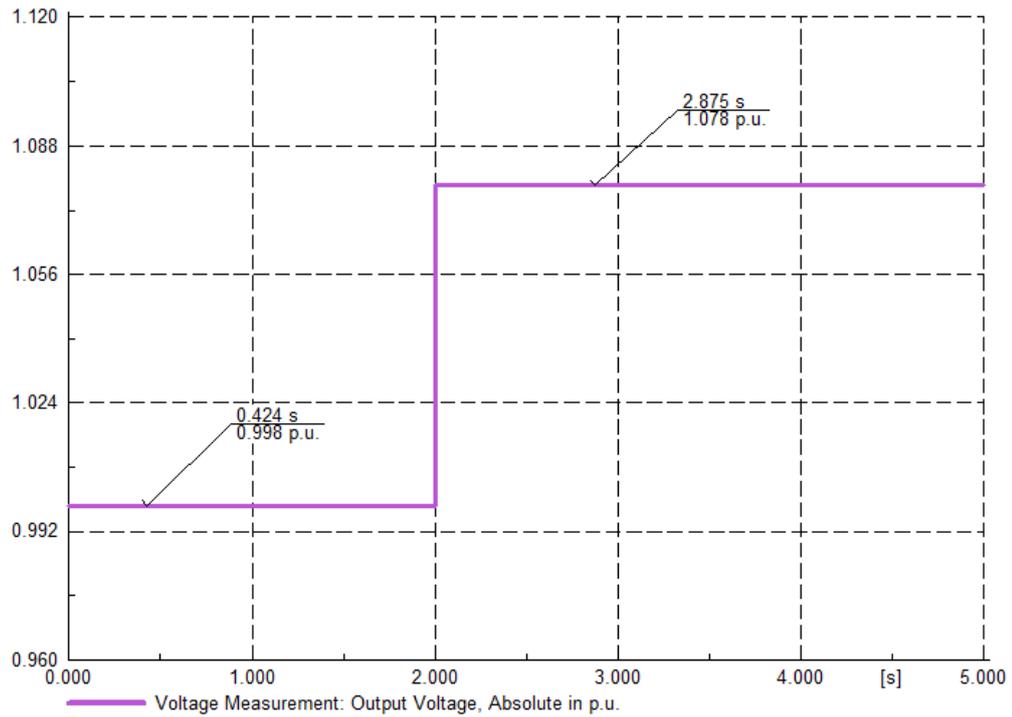
**Figura 4.41:** Evento de incremento del 2% de la tensión de la red.



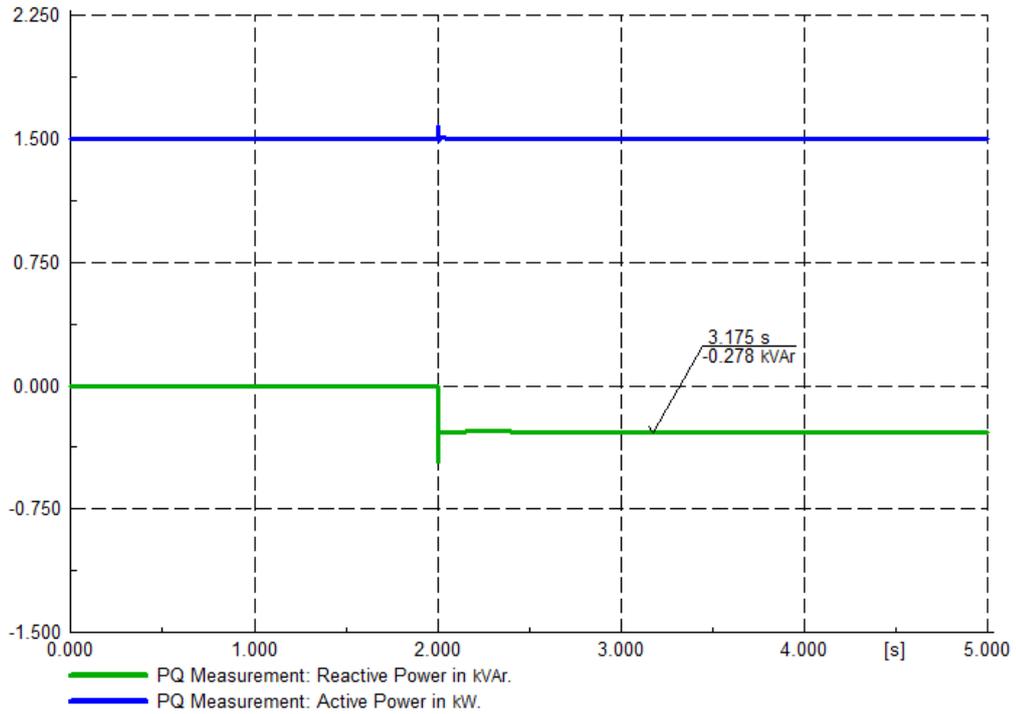
**Figura 4.42:** Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 2% de la tensión de la red.

Con un incremento del 8% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 1.078 p.u., como se observa en la *Figura 4.43*.

Este valor ha excedido el límite superior del primer intervalo de tensión de la curva  $Q(U)$ , que es 1.05, por lo que el sistema fotovoltaico empieza a inyectar potencia reactiva en función de dicha curva. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.44*.



**Figura 4.43:** Evento de incremento del 8% de la tensión de la red.

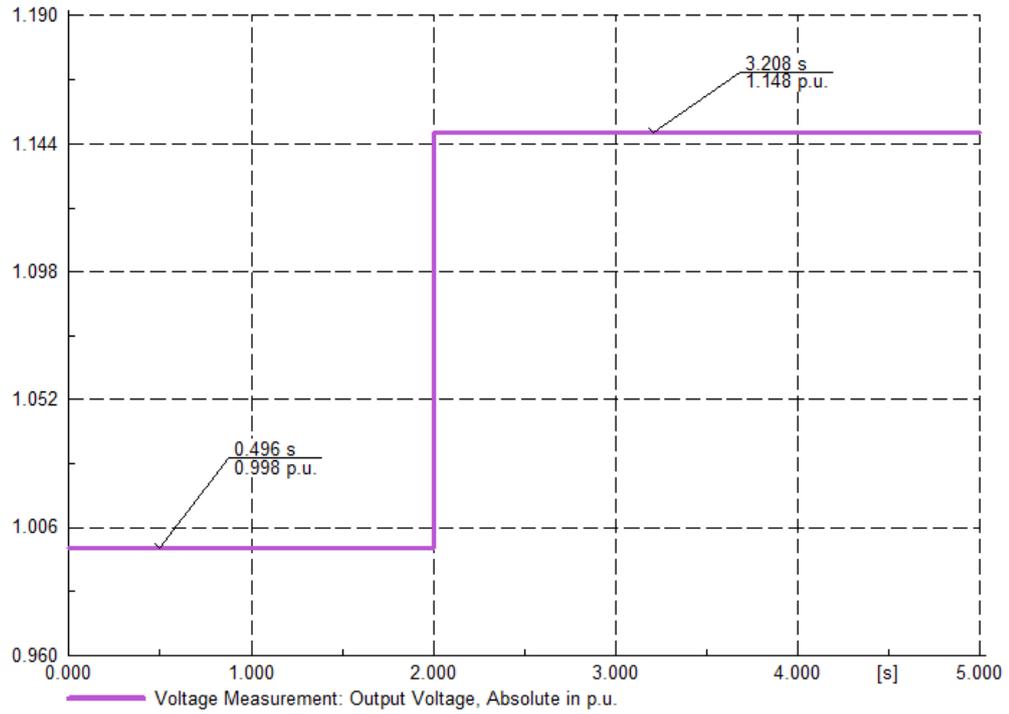


**Figura 4.44:** Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 8% de la tensión de la red.

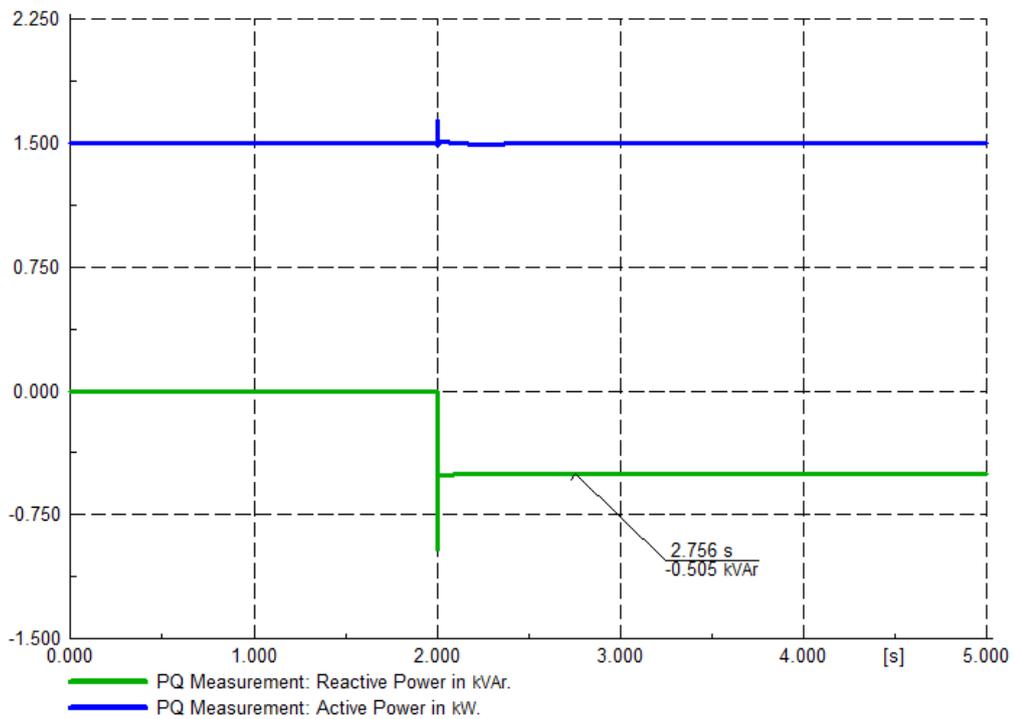
- **Con HVRT**

Con un incremento del 15% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 1.148 p.u., como se observa en la *Figura 4.45*.

Este valor ha excedido el límite superior del segundo intervalo de tensión de la curva  $Q(U)$ , que es 1.1. Este es un incremento de tensión muy significativo, por lo que el sistema fotovoltaico empezó a realizar apoyo dinámico de red HVRT, inyectando potencia reactiva en función de la *Curva FRT*. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.46*.



**Figura 4.45:** Evento de incremento del 15% de la tensión de la red.



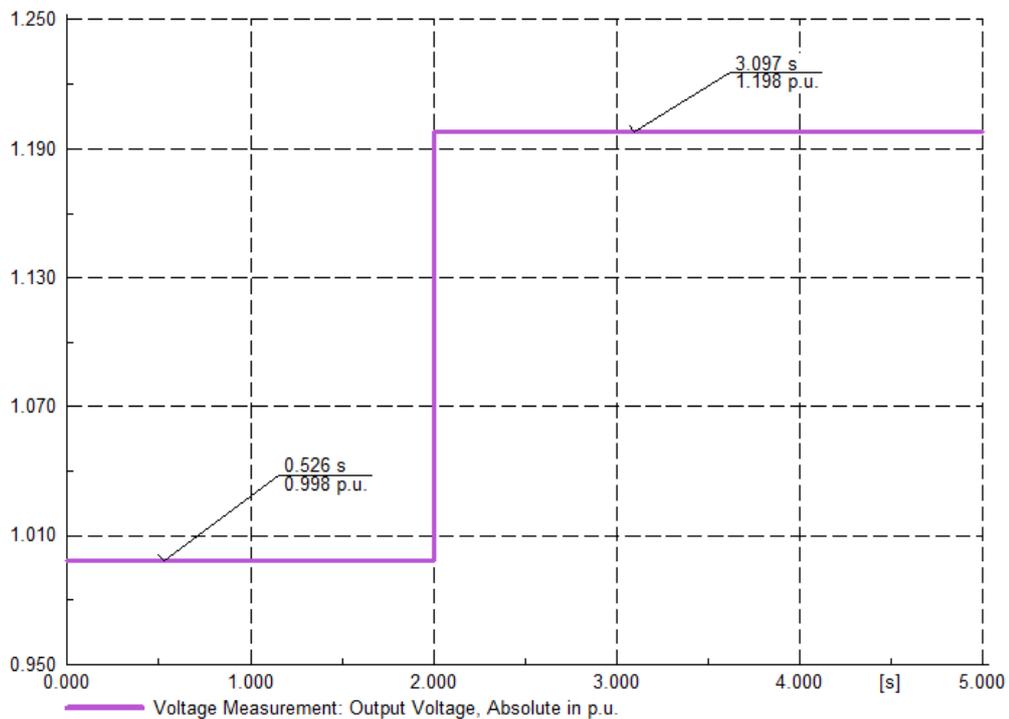
**Figura 4.46:** Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 15% de la tensión de la red.

## b. Fuera del umbral de protección

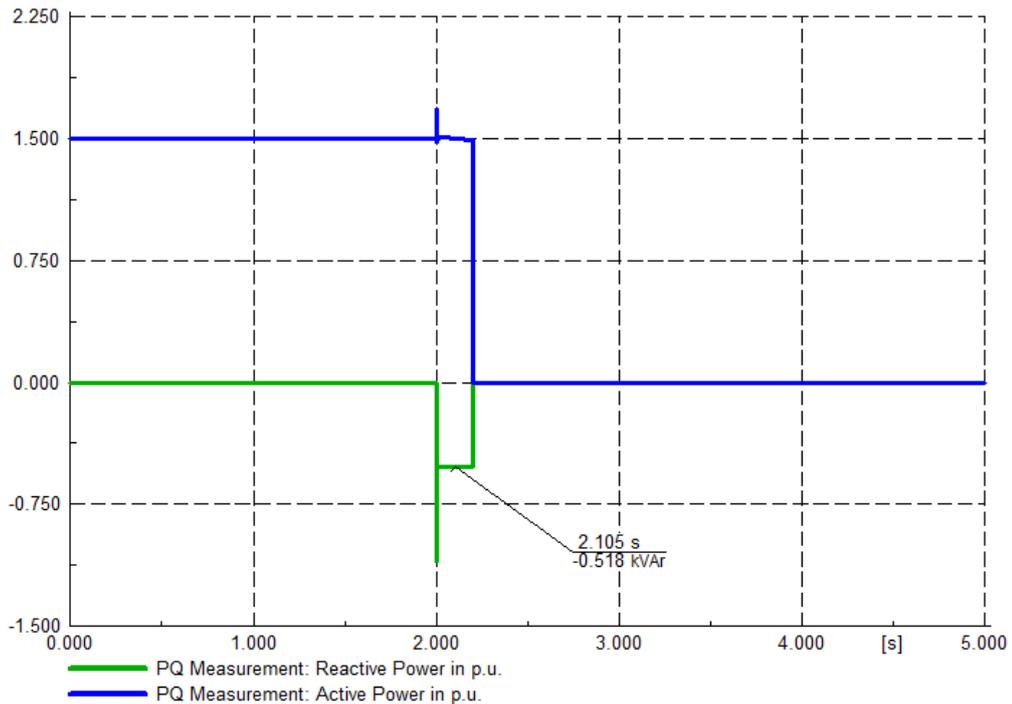
Cuando la sobretensión excede los valores del umbral de protección de máxima tensión (*Tabla 2.3*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se desconecta de la red.

Con un incremento del 20% en  $t = 2$  s, la tensión de la red queda en 1.198 p.u., como se observa en la *Figura 4.47*.

Este valor es muy peligroso para cualquier carga o elemento conectado a la red, incluso para las propias líneas de distribución, por lo que en estas condiciones se activa la protección del inversor y este se desconecta de la red al cabo de 0.2 s. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.48*.



**Figura 4.47:** Evento de incremento del 20% de la tensión de la red.



**Figura 4.48:** Inyección de potencia activa y reactiva ante un incremento del 20% de la tensión de la red.

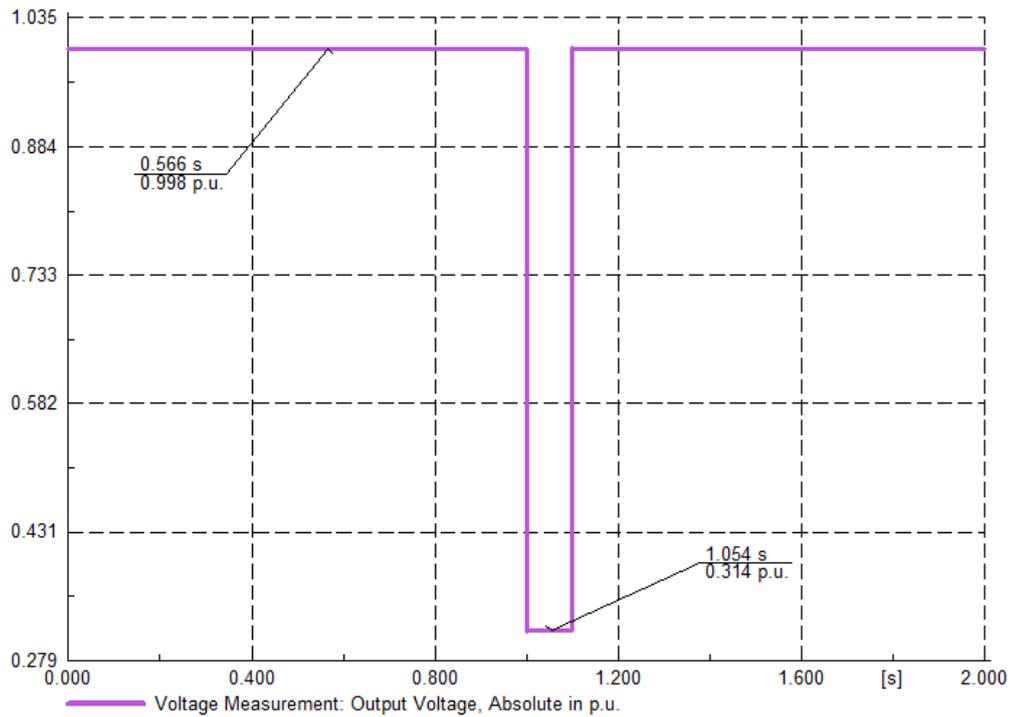
### III. BAJADA DE TENSIÓN (HUECO)

Cuando ocurre una bajada de tensión en la red (*hueco de tensión*), el sistema fotovoltaico puede apoyar con el soporte de red.

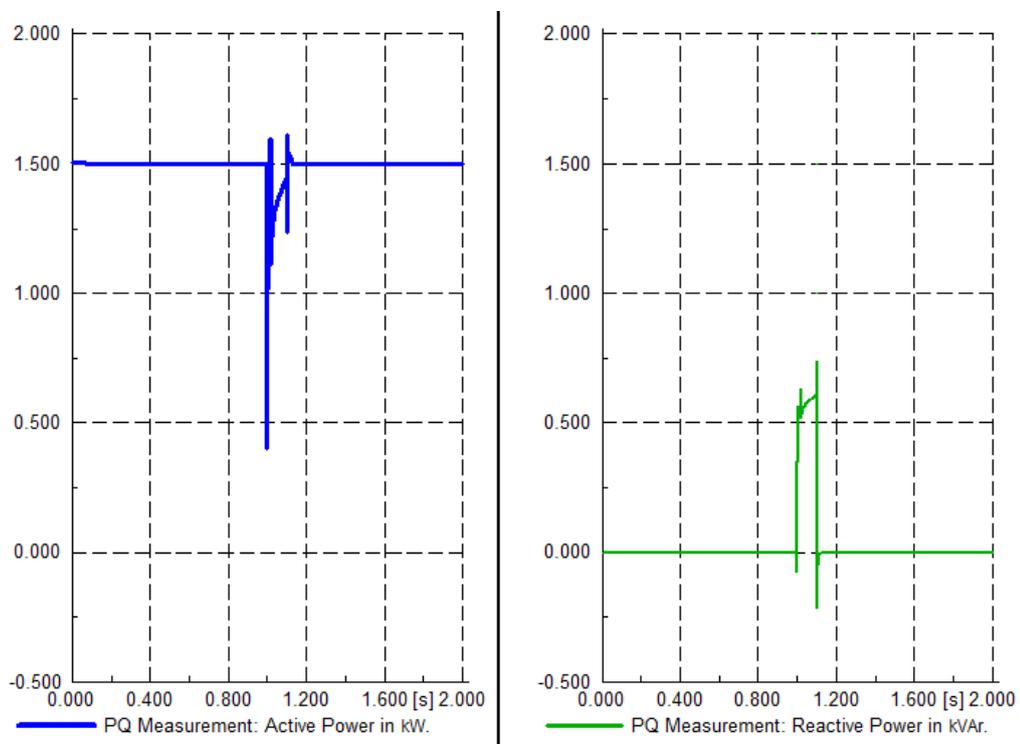
En este escenario se simuló un cortocircuito en el Nodo PT-5, para ocasionar una bajada de tensión y así poner a prueba el soporte LVRT. Esto se muestra en la *Figura 4.49*.

El cortocircuito se llevó a cabo en  $t = 1$  s y se despejó en  $t = 1.1$  s, con una duración total de 100 milisegundos. Esto provocó una bajada de tensión de 0.314 p.u. en la red.

Como se puede observar en la *Figura 4.50*, la bajada de tensión hizo que el inversor disminuyera la inyección de potencia activa y a su vez, por efectos del soporte LVRT, hizo que incrementara la inyección de potencia reactiva a valores por encima de la curva normal de operación  $Q(U)$ .



**Figura 4.49:** Evento de cortocircuito en el nodo PT-5 para ocasionar una bajada de tensión en la red.



**Figura 4.50:** Inyección de potencia activa y reactiva ante una bajada de tensión en la red.

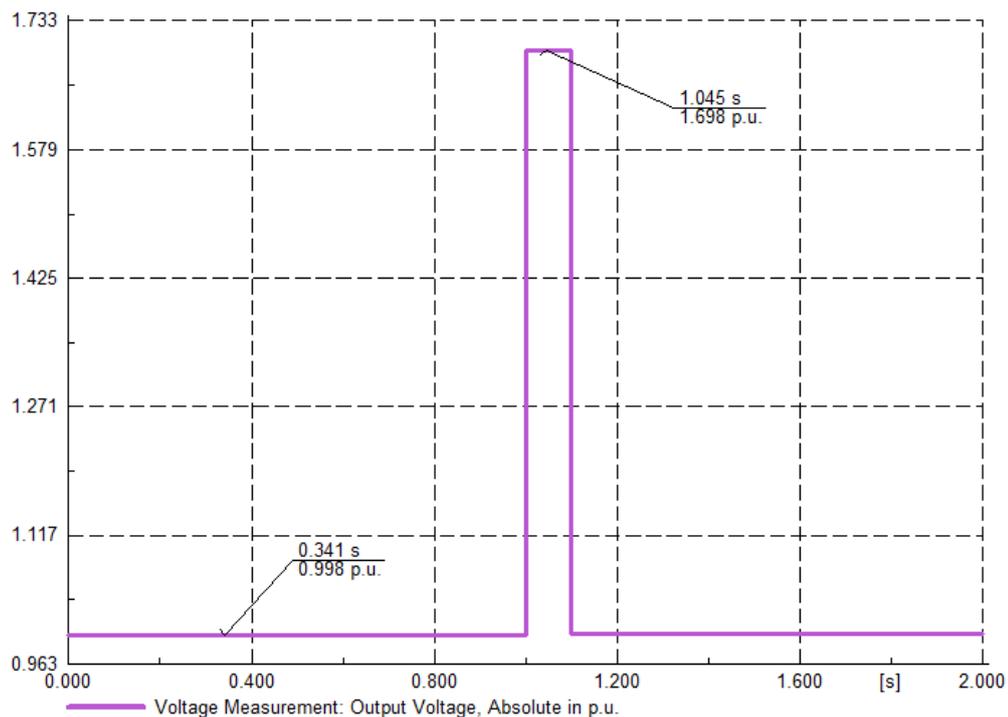
#### IV. AUMENTO DE TENSION (PICO)

Cuando ocurre un aumento de tensión en la red (*pico de tensión*), el sistema fotovoltaico puede apoyar con el soporte de red.

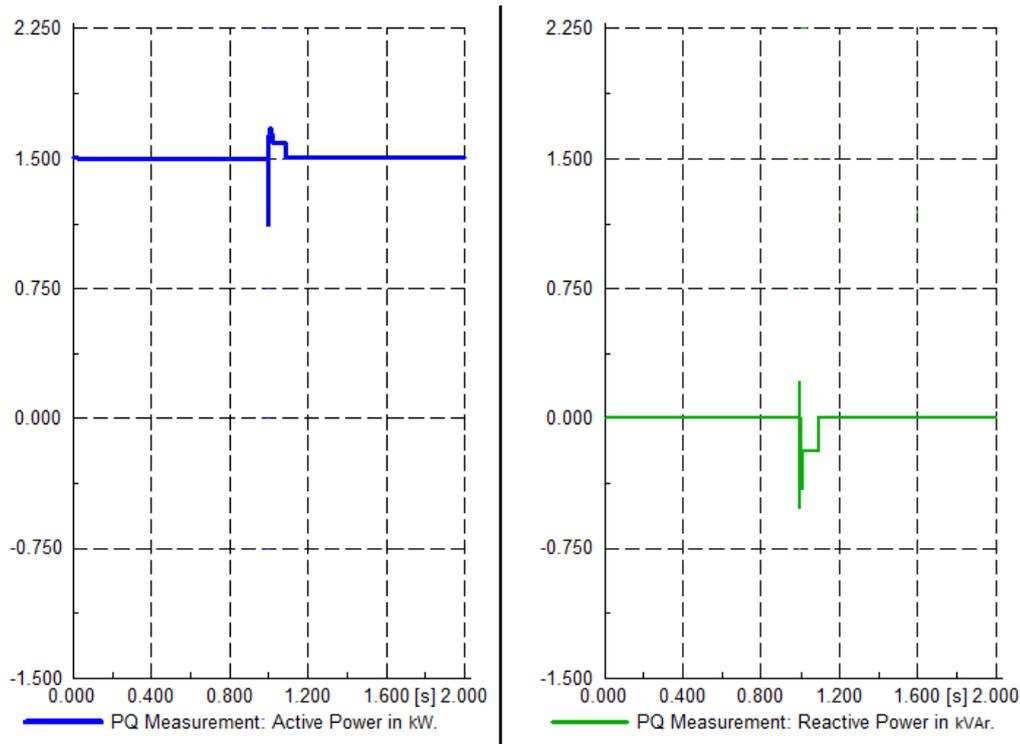
En este escenario se simuló un aumento de tensión en la red, para poner a prueba el soporte HVRT. Esto se muestra en la *Figura 4.51*.

El evento de aumento de tensión se llevó a cabo en  $t = 1$  s y se despejó en  $t = 1.1$  s, con una duración total de 100 milisegundos. Esto provocó un incremento de la tensión de la red a 1.698 p.u.

Como se puede observar en la *Figura 4.52*, el aumento de tensión hizo que el inversor incrementara la inyección de potencia activa y a su vez, por efectos del soporte HVRT, hizo que incrementara la inyección de potencia reactiva (en atraso) a valores por encima de la curva normal de operación Q(U).



**Figura 4.51:** Evento de aumento de tensión en la red.



**Figura 4.52:** Inyección de potencia activa y reactiva ante un aumento de tensión en la red.

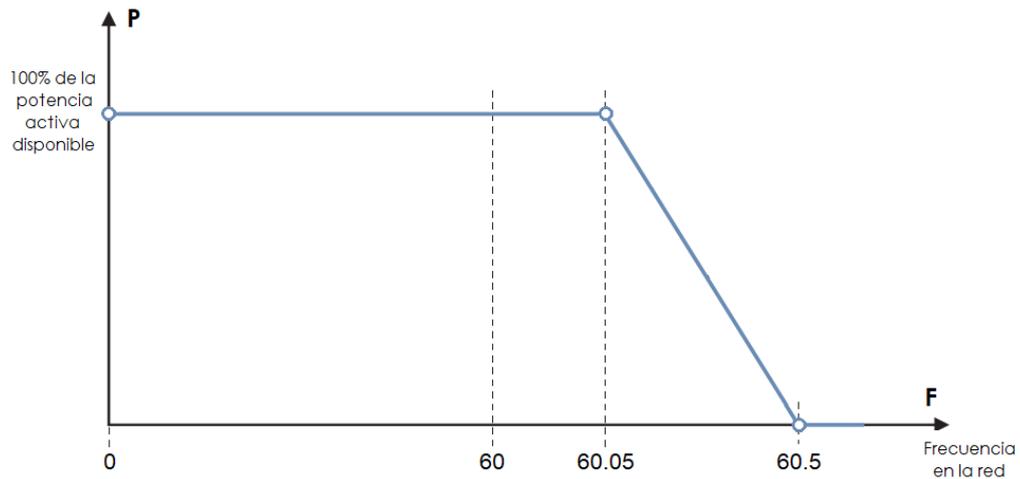
#### 4.4.2. VARIACIONES DE FRECUENCIA

El siguiente análisis involucró escenarios de variaciones de frecuencia para comprender la respuesta dinámica del modelo del inversor y la acción de su sistema de protección de red.

No se consideró la inyección de potencia reactiva en ningún caso.

Se consideró que el inversor opera con la configuración de la Curva P(F) para la reducción de potencia activa en caso de sobrefrecuencia de la red. Esta suele ser una configuración muy usada para apoyar a la protección de la red.

La *Figura 4.53* muestra la curva P(F) utilizada donde la potencia activa P es la máxima salida instantánea posible (limitada).



**Figura 4.53:** Curva P(F) utilizada para las simulaciones.

Fuente: adaptado de SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC (2019b)

## I. DISMINUCIÓN DE FRECUENCIA

A continuación, se simularon eventos de disminución de frecuencia dentro de escenarios típicos.

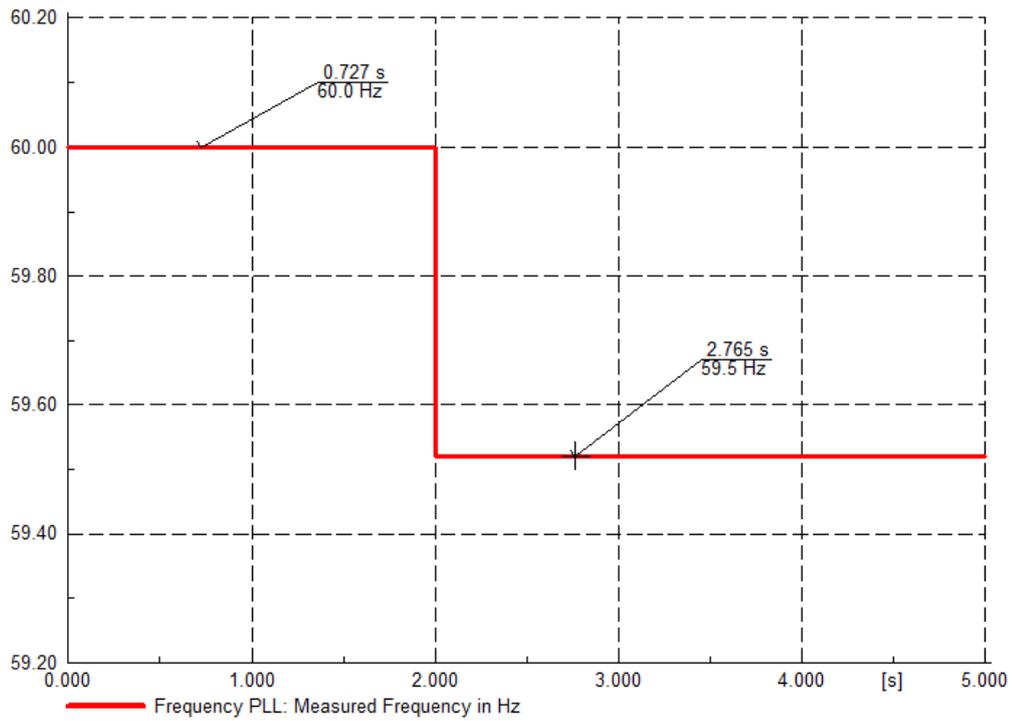
### a. Dentro del umbral de protección

Cuando la disminución de frecuencia ocurre dentro de los valores del umbral de protección de mínima frecuencia (*Tabla 2.4*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se mantiene conectado a la red.

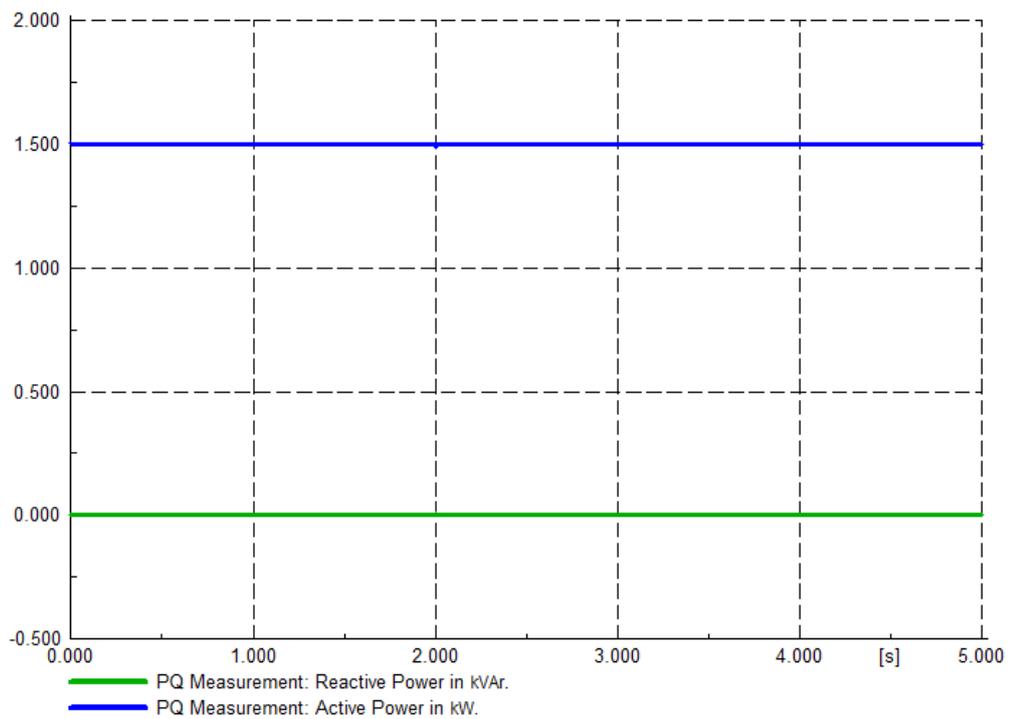
- **Curva P(F)**

La disminución de la frecuencia se realiza en  $t = 2$  s, desde 60 a 59.5 Hz, como se observa en la *Figura 4.54*.

Este valor se encuentra por debajo del valor nominal de la frecuencia de la red, por lo que según la curva P(F), el sistema fotovoltaico no realizó reducción de potencia activa. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.55*.



**Figura 4.54:** Evento de disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.5 Hz.



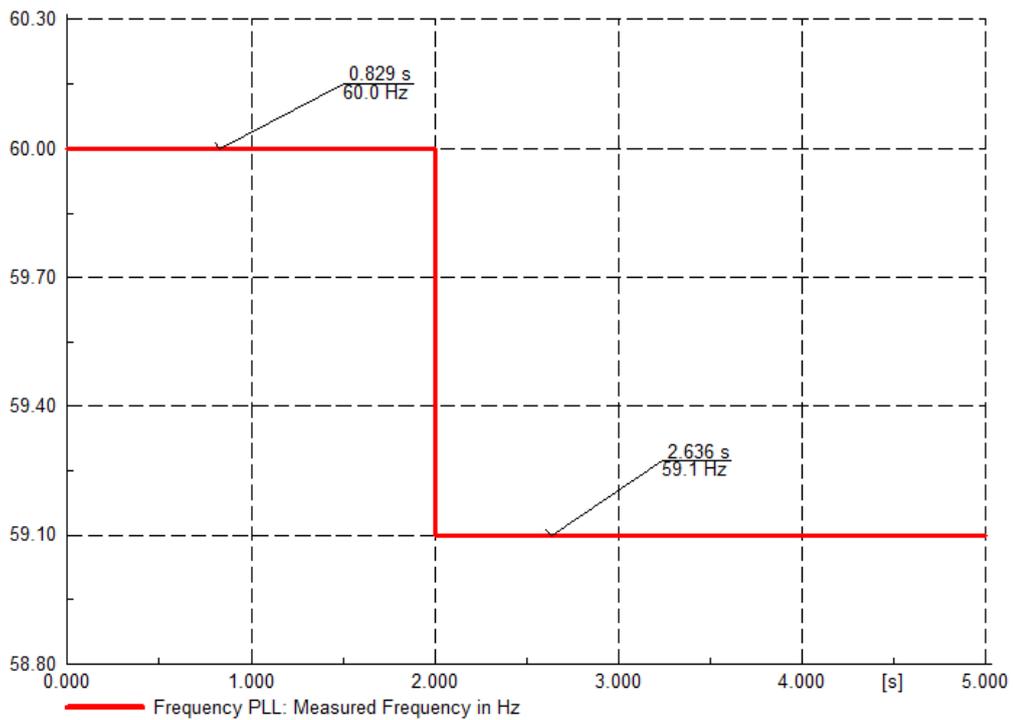
**Figura 4.55:** Inyección de potencia activa y reactiva ante la disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.5 Hz.

## b. Fuera del umbral de protección

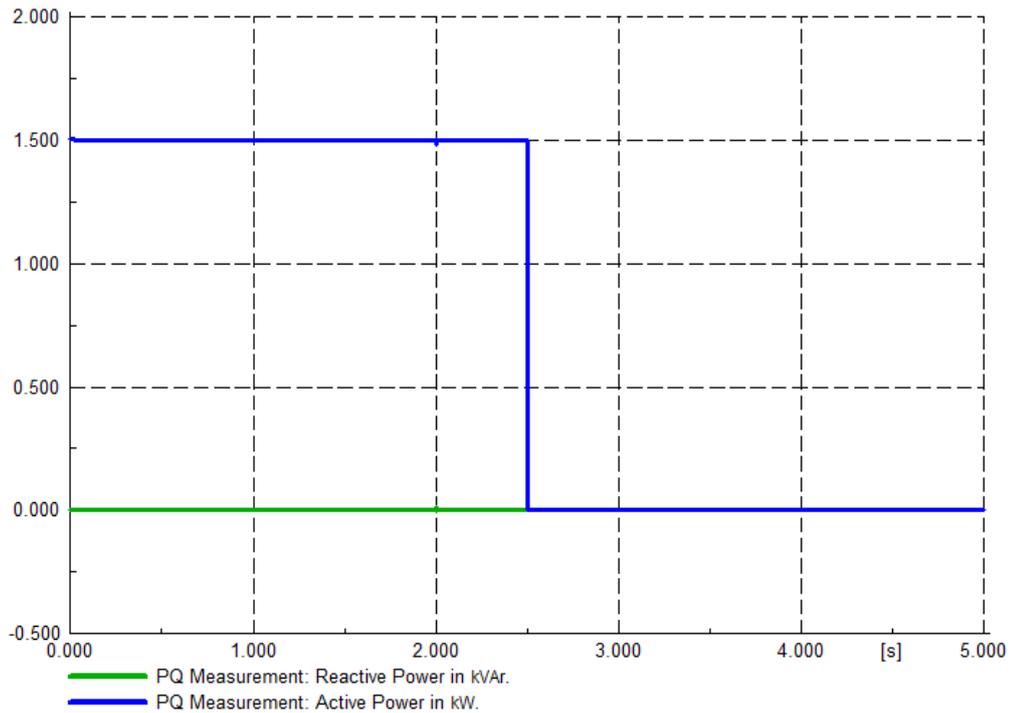
Cuando la disminución de frecuencia excede los valores del umbral de protección de mínima frecuencia (*Tabla 2.4*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se desconecta de la red.

La disminución de la frecuencia se realiza en  $t = 2$  s, desde 60 a 59.1 Hz, como se observa en la *Figura 4.56*.

Este valor se encuentra por debajo del valor nominal de la frecuencia de la red, por lo que según la curva  $P(F)$ , el sistema fotovoltaico no realizó reducción de potencia activa. Pero por ser un valor menor al valor de protección de mínima frecuencia fijado en 59.3 Hz, el sistema se desconectó de la red en un lapso de 0.5 s. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.57*.



**Figura 4.56:** Evento de disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.1 Hz.



**Figura 4.57:** Inyección de potencia activa y reactiva ante la disminución de frecuencia de la red, desde 60 a 59.1 Hz.

## II. INCREMENTO DE FRECUENCIA

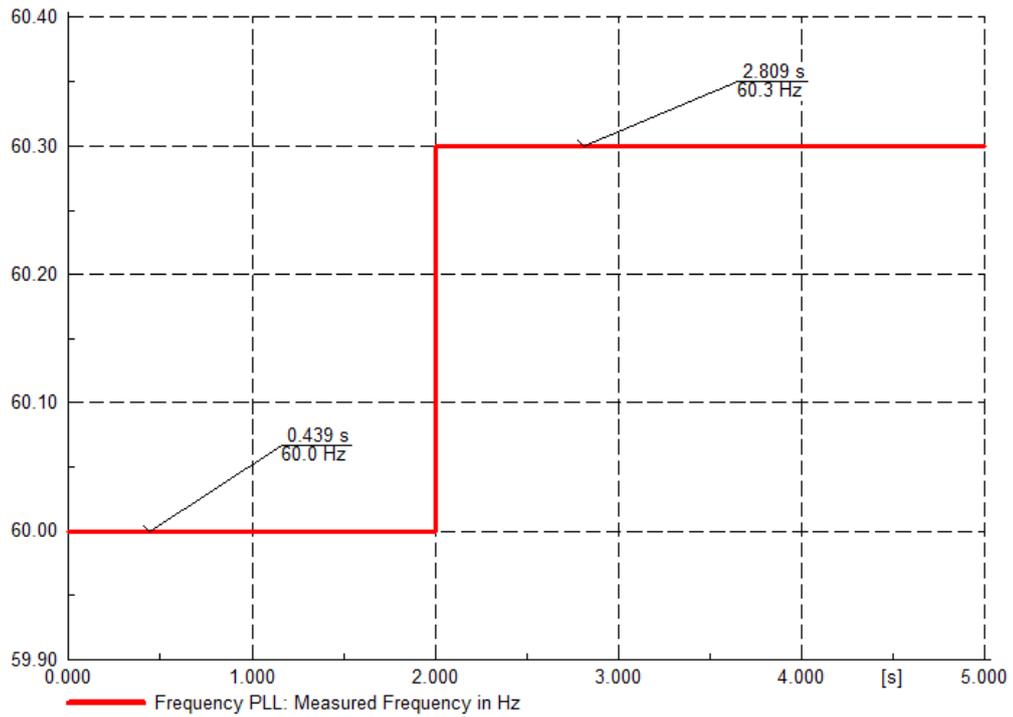
A continuación, se simularon eventos de incremento de frecuencia dentro de escenarios típicos.

### a. Dentro del umbral de protección

Cuando el incremento de frecuencia ocurre dentro de los valores del umbral de protección de máxima frecuencia (*Tabla 2.4*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se mantiene conectado a la red.

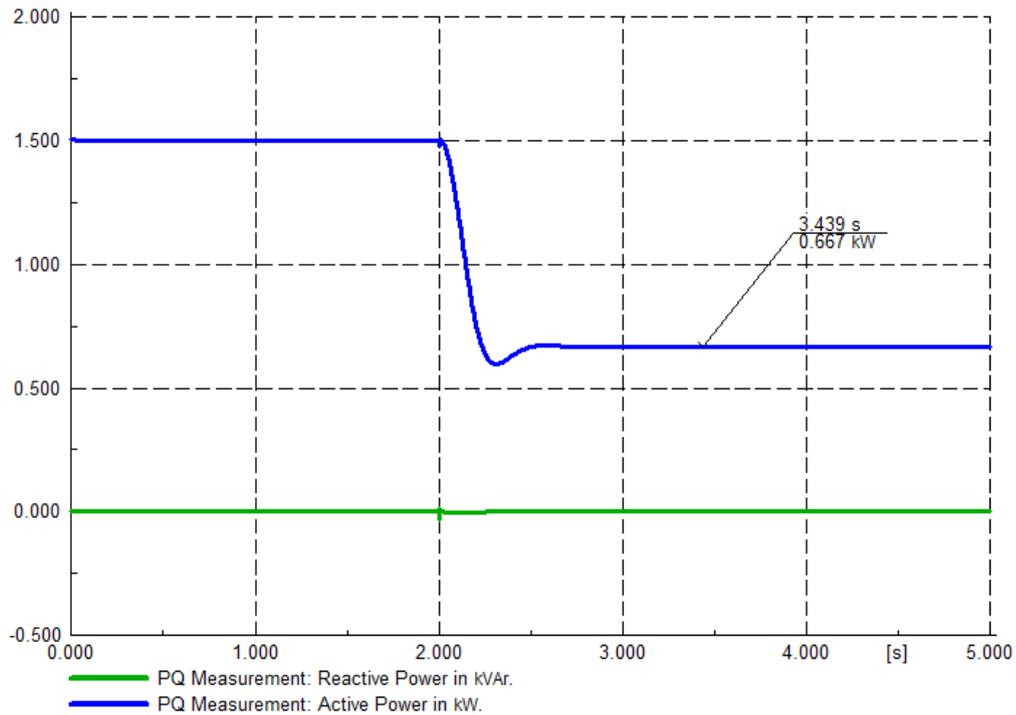
- **Con Curva P(F)**

El incremento de la frecuencia se realiza en  $t = 2$  s, desde 60 a 60.3 Hz, como se observa en la *Figura 4.58*.



**Figura 4.58:** Evento de incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.3 Hz.

Este valor se encuentra por encima del valor nominal de la frecuencia de la red, y a la vez por encima del umbral de inicio de reducción de potencia, según la curva  $P(F)$ , por lo que el sistema fotovoltaico redujo la salida de potencia activa desde 1500 W a solo 667 W. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.59*.



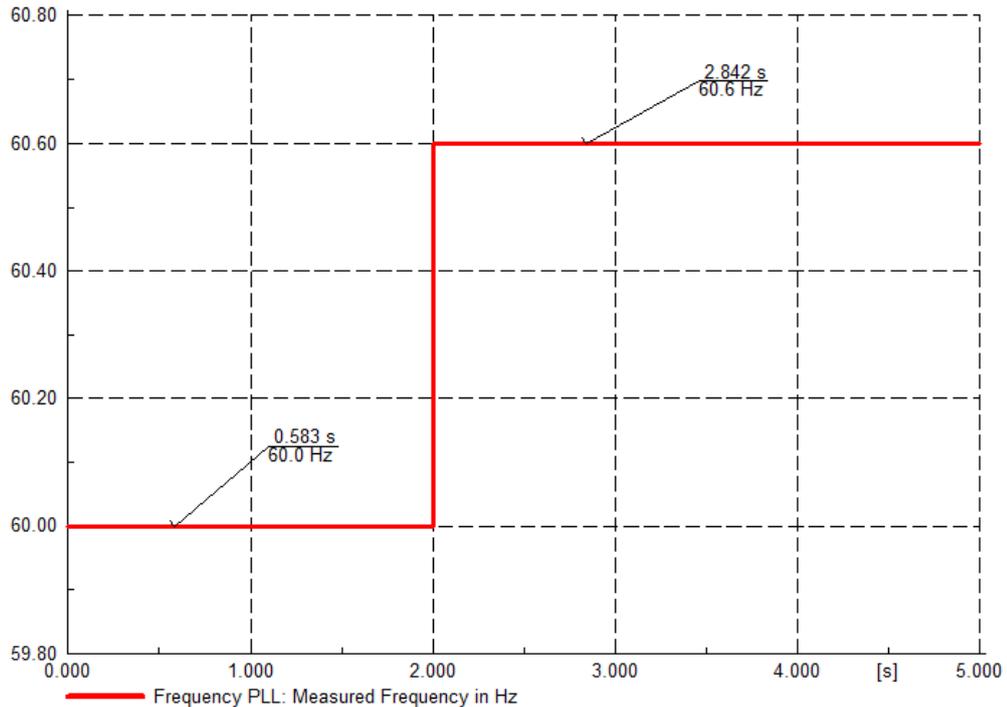
**Figura 4.59:** Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.3 Hz.

#### b. Fuera del umbral de protección

Cuando el incremento de frecuencia excede los valores del umbral de protección de máxima frecuencia (*Tabla 2.4*) especificados en el inversor, el sistema fotovoltaico se desconecta de la red.

El incremento de la frecuencia se realiza en  $t = 2$  s, desde 60 a 60.6 Hz, como se observa en la *Figura 4.60*.

Este valor se encuentra por encima del valor nominal de la frecuencia de la red, y a la vez por encima del umbral superior de reducción de potencia. Asimismo, excede al valor de protección de máxima frecuencia fijado en 60.5 Hz.



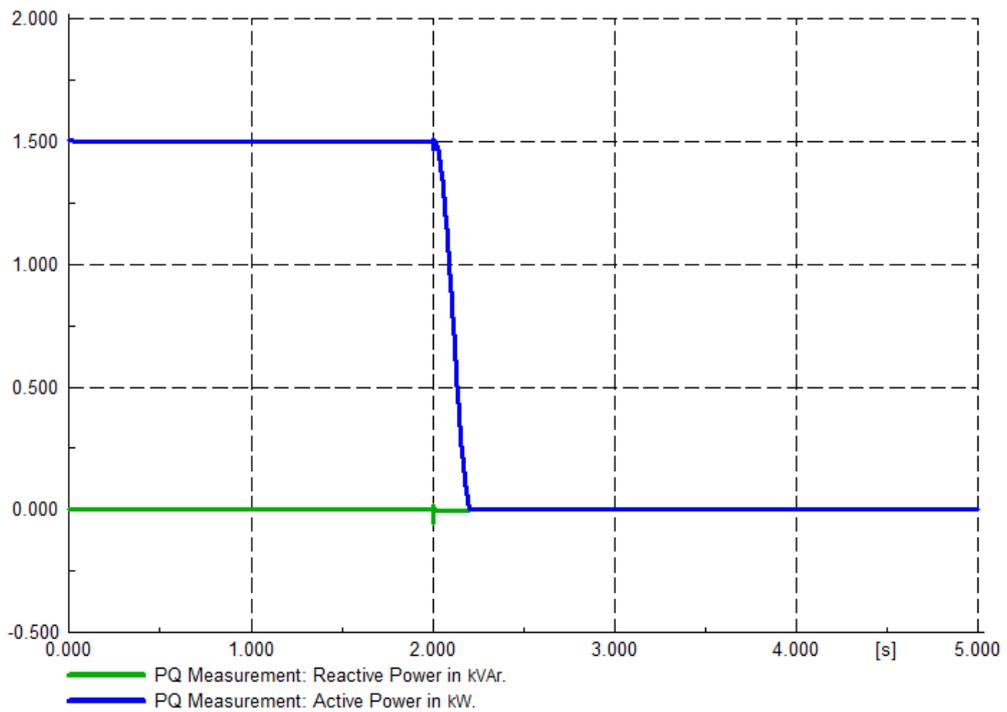
**Figura 4.60:** Evento de incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz.

- **Con Curva P(F)**

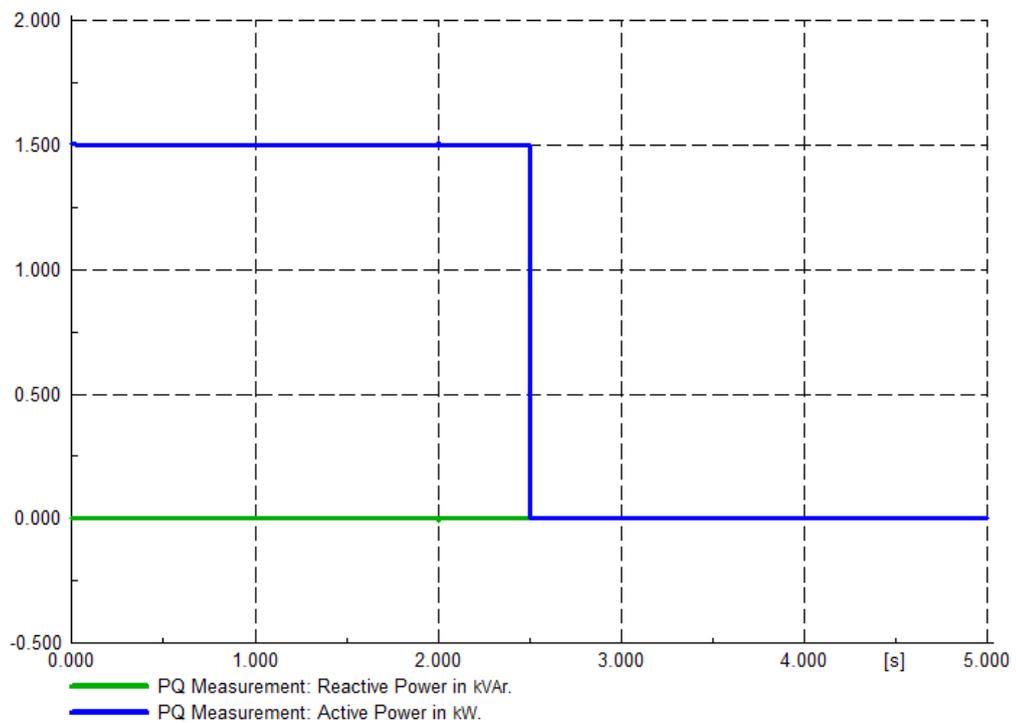
Para el caso en que se configuró la Curva P(F), el sistema fotovoltaico redujo la salida de potencia activa desde 1500 W a 0 W (desconexión) de forma gradual en menos de 0.25 s. Esto se ve reflejado en la *Figura 4.61*.

- **Sin Curva P(F)**

Para el caso en que no se configuró la Curva P(F), el sistema mantuvo la potencia, pero por ser un valor menor al valor de protección de máxima frecuencia fijado en 59.3 Hz, el sistema se desconectó de la red en un lapso de 0.5 s. Esto se muestra en la *Figura 4.62*.



**Figura 4.61:** Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz, utilizando la Curva P(F).



**Figura 4.62:** Inyección de potencia activa y reactiva ante el incremento de frecuencia de la red, desde 60 a 60.6 Hz, sin utilizar la Curva P(F).

#### 4.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Todos los estudios aquí realizados tuvieron como herramienta de desarrollo al software PowerFactory de DlgSILENT. Dicho software es muy versátil y completo en cuanto a cálculos para estudios de redes y análisis dinámicos en el dominio del tiempo. Los modelos de elementos y redes eléctricas son muy configurables y escalables, lo que hace a esta herramienta muy potente para estudios de esta magnitud.

Este informe de tesis se centra en el comportamiento dinámico de los sistemas fotovoltaicos conectados a red y su interacción con la red eléctrica. Se desarrolló un modelo de un sistema fotovoltaico de MCD y su correspondiente red de distribución local en baja tensión, en PowerFactory DlgSILENT para ser estudiado. El sistema está modelado por un generador estático y se implementó con él un marco de control. El modelo del arreglo fotovoltaico se basa en el modelo de un solo diodo y tiene en cuenta los factores de corrección de voltaje y corriente basados en la temperatura de funcionamiento y la radiación solar.

##### **Limitaciones del Modelo**

Los resultados y gráficos obtenidos deben ser considerados como aproximaciones válidas que explican de forma general el comportamiento dinámico de la red. No es adecuado considerarlos como respuestas fieles del comportamiento real de un sistema eléctrico. Se han realizado en los modelos varias simplificaciones que facilitaron la implementación y el análisis.

Para cualquier caso, las respuestas reales medidas con todo detalle en una *red real* dependerán en mayor medida de la electrónica y la lógica de control del inversor, de los elementos de la red y de los tipos de cargas conectadas.

Cada red eléctrica tiene sus propias peculiaridades, más aún las de distribución en baja tensión, debido a la diversidad de tipos de cargas que pueden existir.

##### **Alcance de Objetivos**

En base a los objetivos establecidos al comienzo de este proyecto, se puede decir que todos se abordaron durante este estudio y se analizaron en la medida de las limitaciones existentes de tiempo y de capacidad de manejo del software. Sin

embargo, en esta área de estudio existen numerosos problemas que requieren un análisis mucho más profundo y una mayor investigación.

Se dieron a conocer las características de operación de un inversor fotovoltaico domiciliario típico necesario para inyectar energía a la red eléctrica de distribución. Se hizo una revisión teórica de las más importantes características de operación de los inversores fotovoltaicos de conexión a red, en cuanto a su comportamiento dinámico en la red, todo esto basado en documentación técnica de inversores comerciales.

Se modeló una instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida típica para una vivienda urbana en Nuevo Chimbote. El modelamiento del sistema fotovoltaico fue basado y respaldado por trabajos de investigación (tesis de maestría) donde se realizaron y validaron modelos de sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Se hicieron análisis mediante simulación computacional de flujos de potencia y se realizaron estudios dinámicos en una red de distribución en baja tensión con presencia de generación distribuida. Para el régimen de operación normal, es decir, sin ninguna perturbación externa en la red, se simularon diversos escenarios de encendido/apagado del inversor, cambio de irradiancia solar, limitación de potencia y conexión/desconexión de cargas, con el propósito de conocer los efectos que estos eventos tienen en la red en cuanto a variación de tensión y frecuencia. De los estudios realizados se obtuvo que todos estos eventos tienen efectos en la red de muy baja relevancia, que pueden ser considerados insignificantes y/o despreciables. Asimismo, los resultados confirmaron que un sistema fotovoltaico de MCD puede apoyar en el soporte dinámico de la red eléctrica frente a perturbaciones externas, lo que aporta una ventaja en el uso de esta tecnología.

Se comprobó que gracias a la lógica de control MPPT, inherente a la tecnología de inversores fotovoltaicos con conexión a red, se puede obtener la máxima potencia posible para cualquier valor de la irradiancia en el sistema. Además, se analizó para el caso de perturbación por variación de tensión en la red externa, cómo el sistema fotovoltaico de MCD fue capaz de proporcionar potencia reactiva a la red (en adelante o atraso), y así apoyar a mantener la estabilidad de tensión en el sistema. Así también, se estudió la respuesta dinámica del inversor frente a escenarios de perturbación por variación de frecuencia en la red.

También se comprobó que para la inyección de energía eléctrica a la red desde una instalación de MCD, es importante tener en cuenta la variación de tensión y de frecuencia que pueda ocasionar en la red. Ambos parámetros son muy relevantes para garantizar la estabilidad de la red y los principales problemas en el suministro eléctrico ocurren, por lo general, por perturbaciones en ellos.

Asimismo, se expuso la importancia de evitar el funcionamiento en isla de la instalación por motivos de seguridad eléctrica en la red, durante labores de mantenimiento y cualquier circunstancia que amerite la desenergización de la red local.

### **Cuestiones Importantes Relacionadas con el Modelo Desarrollado**

Algunas de las cuestiones importantes relacionadas en general, en el campo de los "Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red" son:

- Se deben realizar estudios adicionales más detallados sobre el soporte de potencia reactiva en variaciones de tensión bajo operación normal y perturbaciones en red.
- El modelo del arreglo fotovoltaico se basa en el modelo de celda FV con un diodo que simplifica los resultados de la salida de voltaje y corriente. El modelo de celda con dos diodos proporcionaría resultados más precisos y tangibles.
- La lógica del MPPT también sería un tema de interés para futuros estudios. Además de las técnicas simplificadas para corregir el voltaje y la corriente en irradiancia y temperatura cambiantes, se podrían aplicar métodos más avanzados.
- El modelo ha sido probado y estudiado bajo la propuesta del *Proyecto de Reglamento de Generación Distribuida* que se publicó para la opinión pública en el Perú. Sin embargo, sería interesante que cuando se promulgue el decreto de ley definitivo y se incluyan las normativas para la instalación de MCD en el Código Nacional de Electricidad (código de red), se vuelvan a realizar estos estudios más a detalle.

Se espera que en un futuro cercano la energía solar y especialmente la energía fotovoltaica conectada a la red jueguen un papel importante en nuestro país, entre otras energías renovables como la energía hidroeléctrica que disfruta de una posición de liderazgo. Las aplicaciones fotovoltaicas están muy extendidas y hay muchos aspectos, en su mayoría técnicos, para estudiar y mejorar.

En la actualidad, el Perú se encuentra atrasado en cuanto a la implementación de la generación distribuida. Esto debido a demoras en cuanto a decretos de ley y reglamentos que incentiven el uso de estas tecnologías.

# **CAPÍTULO V**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 5.1. CONCLUSIONES

Luego del desarrollo del presente trabajo de investigación, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

De manera general, se concluye que para inyectar energía eléctrica a la red desde una vivienda urbana con una instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida, los principales aspectos técnicos a tener en cuenta son: La potencia activa y reactiva inyectada, la variación de tensión y de frecuencia en la red, y evitar el funcionamiento en isla de la instalación en la red.

- Se dieron a conocer las principales características de operación de un inversor fotovoltaico típico necesario para inyectar energía a la red eléctrica de distribución desde una instalación domiciliaria. En cuanto a su comportamiento dinámico y su interacción con la red eléctrica de distribución en baja tensión, se obtuvo lo siguiente:
  - El control MPPT integrado en el inversor fotovoltaico, le permite obtener siempre la máxima potencia posible para cualquier valor de irradiancia solar disponible y de temperatura ambiente.
  - El inversor fotovoltaico es capaz de inyectar potencia reactiva a la red en adelanto o retraso (inductiva o capacitiva), así como también desconectarse y volver a conectarse cuando sea pertinente, con el propósito de apoyar a mantener la estabilidad de voltaje y frecuencia en la red eléctrica.
  - El inversor fotovoltaico es capaz de evitar su funcionamiento en isla en la red eléctrica local de distribución a la que está conectado.
- Se realizó el modelamiento computacional de una instalación de microgeneración fotovoltaica distribuida, que incluye al sistema fotovoltaico con su correspondiente red local de distribución, típicos para una vivienda urbana en Nuevo Chimbote. Este modelo planteado fue basado en otros trabajos de investigación donde se realizaron y validaron modelos de sistemas fotovoltaicos conectados a red en el software PowerFactory de DlgSILENT.

- Se realizó mediante simulación computacional análisis de flujos de potencia y estudios dinámicos en una red eléctrica de distribución en baja tensión con presencia de microgeneración fotovoltaica distribuida, que fue modelada. De los estudios realizados se obtuvo que, durante la operación normal, el sistema fotovoltaico MCD tiene un impacto despreciable en la red en términos de variación de voltaje y frecuencia. Asimismo, frente a perturbaciones eléctricas externas, este sistema puede apoyar en el soporte dinámico de la red.

## **5.2. RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

- Es muy importante considerar las normativas de red antes de realizar una instalación de MCD para poder operar adecuadamente y sin riesgo de alterar la red o dañar el equipo inversor. Para el caso de Perú, a la fecha del desarrollo de este informe de tesis, aun no existe un marco normativo para la generación distribuida.
- El modelo de red con MCD aquí presentado se puede utilizar para realizar estudios con dos o más sistemas fotovoltaicos conectados en paralelo entre sí, y a diferentes niveles de tensión. Sería conveniente analizar la interacción entre estos sistemas fotovoltaicos paralelos dentro de la red.
- El modelo fotovoltaico realizado puede configurarse más a fondo para cumplir con los diferentes códigos de red introducidos por varios países.
- Se pueden realizar estudios de red adicionales escalables a partir de este modelo desarrollado, al tener otros tipos de generadores de CA, como diversas fuentes de energía renovable y diferentes tipos de cargas en el sistema.
- Sería muy conveniente hacer estudios de investigación en términos de calidad de la energía, teniendo en cuenta la distorsión armónica o los posibles efectos de flicker que este modelo de sistema fotovoltaico podría causar en la red de distribución.

## BIBLIOGRAFÍA

- Chuqui Quinteros, M. M. (2014). *Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones* [Tesis de grado, Universidad Politécnica Salesiana (UPS)]. Repositorio institucional. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7529>
- Cornejo Lalupú, H. A. (2013). *Sistema solar fotovoltaico de conexión a red en el centro materno infantil de la universidad de Piura* [Tesis de grado, Universidad de Piura (UDEP)]. Repositorio institucional. <https://pirhua.udep.edu.pe/handle/11042/1762>
- Cuevas Bravo, D. (2011). *Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia* [Tesis de grado, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)]. Repositorio institucional. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/293>
- DlgSILENT GmbH. (2014). *DlgSILENT PowerFactory 15 - User Manual (Online edition)*. Documentación técnica entregada con el software.
- DlgSILENT GmbH. (2014). *DlgSILENT PowerFactory 15 - Tutorial (Online edition)*. Documentación técnica entregada con el software.
- Dufo López, R., & Bernal Agustín, J. L. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy*, 84, 684-694. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>
- Enríquez Harper, G. (2012). *La calidad de la energía en los sistemas eléctricos*. LIMUSA S.A. De C.V.
- Gonzales Zamora, V. (2019). *Marco normativo para la generación distribuida en el Perú*. Artículo técnico. CITE Energía. <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2016/09/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora-2.pdf>
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la investigación (6a. ed.)*. McGraw-Hill.
- HUAWEI TECHNOLOGIES C.O., LTD. (2019). *User manual SUN2000L-(2KTL-5KTL)*. Documentación técnica. <https://support.huawei.com/enterprise/en/doc/EDOC1100011912>

- Jose, D. (2012). *Comparison of a three-phase single stage PV system in PSCAD and PowerFactory* [Tesis de Maestría, Royal Institute of Technology (KTH)]. Base de datos DiVA. <https://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A558839&dswid=-4392>
- Loor Cruz, J. M., & Narváez Sánchez, C. F. (2017). *Análisis del impacto de la penetración de generación distribuida en la red de medio voltaje de la empresa eléctrica regional centro sur* [Tesis de grado, Universidad de Cuenca (UCUENCA)]. Repositorio institucional. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/27361>
- Mahmood, F. (2012). *Improving the photovoltaic model in PowerFactory* [Tesis de Maestría, Royal Institute of Technology (KTH)]. Base de datos DiVA. <https://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A571921&dswid=-598>
- Mantilla Villalobos, M. A., Petit Suárez, J. F., & Ordóñez Plata, G. (2014). Control directo de potencia aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados a la red. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, (72), 47-60. [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0120-62302014000300005&lng=en&tlng=es](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-62302014000300005&lng=en&tlng=es)
- Ministerio de Energía y Minas. (02 de agosto de 2018 -a). *Proyecto de decreto supremo que aprueba el reglamento de generación distribuida*. Pre-publicación. MINEM. <http://www.minem.gob.pe/prepublicacionesSectorDetalles.php?idSector=6&idTitular=3828&idPrepublicacion=240>
- Ministerio de Energía y Minas. (02 de agosto de 2018 -b). Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM. *Autorizan publicación de proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida*. Normas Legales. Diario Oficial El Peruano. <https://busquedas.elperuano.pe/download/url/autorizan-publicacion-de-proyecto-de-decreto-supremo-que-apr-resolucion-ministerial-no-292-2018-memdm-1675717-1>
- Moncada Osorio, D. F. (2015). *Impacto de la masificación de la generación solar fotovoltaica en sistemas de distribución* [Tesis de grado, Universidad Tecnológica de Pereira (UTP)]. Repositorio institucional. <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/5948>

- Orga Araujo, G. J. (2009). *Análisis de la generación distribuida y su tratamiento regulatorio en el Perú* [Tesis de grado, Universidad Nacional del Centro Del Perú (UNCP)]. Repositorio institucional. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/UNCP/3556>
- Ortiz Guerrero, J. (2010). *Estudio técnico-económico en la incorporación de fuentes de generación distribuida a la red eléctrica* [Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)]. Repositorio institucional. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/3988>
- Pacheco, O. (2019, julio). Necesidad de reglamentar la generación distribuida y el autoconsumo en el Perú. *REVISTAENERGIA.pe*, (11), 25-27. <https://es.calameo.com/books/0005573836811287d495b>
- Palomino Estebaranz, A. (2012). *Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red* [Tesis de grado, Universidad Carlos III de Madrid (UC3M)]. Repositorio institucional. <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16894>
- Perpiñán Lamigueiro, O., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Promotora General de Estudios, S.A.
- Sánchez Soto, C. E. (2014). *Efectos de la generación distribuida sobre los sistemas de protección de una red de distribución radial típica en 10 KV de la ciudad de Arequipa* [Tesis de grado, Universidad Nacional del San Agustín (UNSA)]. Repositorio institucional. <http://repositorio.unsa.edu.pe/handle/UNSA/3150>
- Seymour, J., & Horsley, T. (2010). *Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico*. Informe interno. Schneider-Electric. [https://download.schneider-electric.com/files?p\\_File\\_Name=VAVR-5WKLPK\\_R0\\_LS.pdf&p\\_Doc\\_Ref=SPD\\_VAVR-5WKLPK\\_LS](https://download.schneider-electric.com/files?p_File_Name=VAVR-5WKLPK_R0_LS.pdf&p_Doc_Ref=SPD_VAVR-5WKLPK_LS)
- SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC. (2019a). *Operating manual SUNNY BOY 1.5/2.0/2.5*. Documentación técnica. <https://files.sma.de/dl/26198/SBxx-1VL-40-BE-en-15.pdf>

- SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC. (2019b). *Technical information - SUNNY BOY 3.0-US/3.8-US/5.0-US/6.0-US/7.0-US/7.7-US - Grid Support Utility Interactive Inverters*. Documentación técnica. <http://files.sma.de/dl/27676/SBxx-1XP-US-40-GridServices-TI-en-15.pdf>
- SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC. (2019c). *Technical Information - SMA GRID GUARD 10.0 - Grid Management Services through SMA Inverters*. Documentación técnica. <https://files.sma.de/dl/7418/NSM-GG10-TI-en-11.pdf>
- SMA SOLAR TECHNOLOGY AMERICA LLC. (2019d). *Technical Information - SUNNY TRIPOWER 60 / SUNNY HIGHPOWER PEAK1 - Description of the Operating Parameters*. Documentación técnica. <https://files.sma.de/dl/1348/STP60-SHP75-10-Parameter-TI-en-12.pdf>
- SOLARMAX PRODUKTIONS GmbH. (2015). *Instruction manual - SolarMax P series - 2000P/3000P/4000P/4600P/5000P*. Documentación técnica. [https://www.solarmax.com/Downloads/SWR\\_P\\_IM\\_EN.pdf](https://www.solarmax.com/Downloads/SWR_P_IM_EN.pdf)
- Theologitis, I. (2011). *Comparison of existing PV models and possible integration under EU grid specifications* [Tesis de Maestría, Royal Institute of Technology (KTH)]. Base de datos DiVA. <https://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A470828&dswid=-5773>

# **ANEXOS**

**ANEXO 1:** Ficha técnica del inversor fotovoltaico cuyas características se consideraron como base para el modelamiento.

## Smart Energy Center







**DESIGN  
AWARD  
2017**



**reddot award 2016  
winner**



**Higher Revenue**  
Max. efficiency 98.6%



**Simple & Easy**  
Optimized AC connector

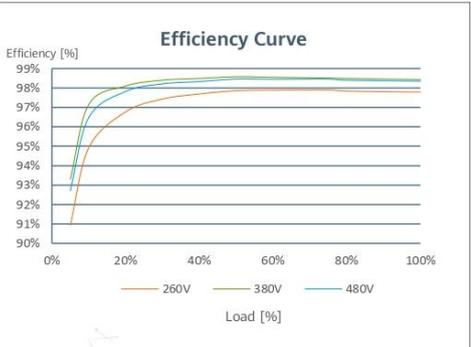


**Battery Ready**  
Plug & Play battery interface



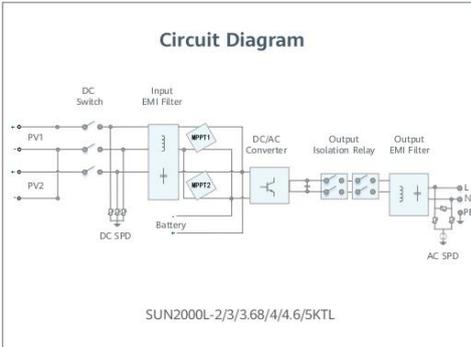
**Safe & Reliable**  
DC & AC surge protection

### Efficiency Curve



Load [%]	260V Efficiency [%]	380V Efficiency [%]	480V Efficiency [%]
0%	90.5	91.5	92.5
20%	96.5	97.5	98.0
40%	97.5	98.0	98.5
60%	98.0	98.5	98.8
80%	98.2	98.6	98.8
100%	98.3	98.6	98.8

### Circuit Diagram



SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL

[SOLAR.HUAWEI.COM/EU/](http://SOLAR.HUAWEI.COM/EU/)

## ANEXO 1: (Continuación)

### SUN2000L-2/3/3.68/4/4.6/5KTL Technical Specification

Technical Specification	SUN2000L -2KTL	SUN2000L -3KTL	SUN2000L -3.68KTL	SUN2000L -4KTL	SUN2000L -4.6KTL	SUN2000L -5KTL
<b>Efficiency</b>						
Max. efficiency	98.4 %	98.5 %	98.5 %	98.6 %	98.6 %	98.6 %
European weighted efficiency	97.0 %	97.6 %	97.8 %	97.9 %	98.0 %	98.0 %
<b>Input</b>						
Recommended max. PV power	3,000 Wp	4,500 Wp	5,520 Wp	6,000 Wp	6,900 Wp	7,500 Wp
Max. input voltage	600 V / 495 V <sup>1</sup>					
Operating voltage range <sup>1</sup>	90 V ~ 600 V / 90 V ~ 495 V <sup>1</sup>					
Start-up voltage	120 V					
Full power MPPT voltage range	120 V ~ 480 V	160 V ~ 480 V	190 V ~ 480 V	210 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V	260 V ~ 480 V
Rated input voltage	380 V					
Max. input current per MPPT	11 A					
Max. short-circuit current	15 A					
Number of MPP trackers	2					
Max. number of inputs	2					
<b>Output</b>						
Grid connection	Single phase					
Rated output power	2,000 W	3,000 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W	5,000 W <sup>2</sup>
Max. apparent power	2,200 VA	3,300 VA	3,680 VA	4,400 VA	5,000 VA <sup>3</sup>	5,500 VA <sup>4</sup>
Rated output voltage	220 V / 230 V / 240 V					
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz					
Max. output current	10 A	15 A	16 A	20 A	23 A <sup>5</sup>	25 A <sup>5</sup>
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging					
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %					
<b>Protection</b>						
Anti-Islanding protection	Yes					
DC reverse polarity protection	Yes					
Insulation monitoring	Yes					
DC surge protection <sup>6</sup>	Yes					
AC surge protection <sup>6</sup>	Yes					
Residual current monitoring	Yes					
AC overcurrent protection	Yes					
AC short-circuit protection	Yes					
AC overvoltage protection	Yes					
Over-heat protection	Yes					
<b>General Data</b>						
Operating temperature range	-30 ~ +60 °C (Derating above 45°C @ Rated output power)					
Relative operating humidity	0 %RH ~ 100 %RH					
Operating altitude	0 - 4,000 m (Derating above 2,000 m)					
Cooling	Natural convection					
Display	LED indicators					
Communication	RS485, WLAN					
Weight (incl. mounting bracket)	10.6 kg (23.4 lb)					
Dimension (incl. mounting bracket)	375 x 375 x 161.5 mm (14.8 x 14.8 x 6.4 inch)					
Degree of protection	IP65					
Nighttime Power Consumption	< 2 W					
<b>Battery Compatibility</b>						
Battery	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R					
Voltage range	350 ~ 450 Vdc					
Max. current	10 A					
Communication	RS485					
<b>Optimizer Compatibility</b>						
DC MBUS compatible optimizer	SUN2000P-375W via Smart PV Safety Box SmartPSB2000L					
<b>Standard Compliance (more available upon request)</b>						
Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2					
Grid connection standards	G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, NRS 097-2-1, DEWA 2016					

\*1. Only applicable for PV string. The maximum input voltage and operating voltage upper limit will be reduced to 495 V when inverter connects and works with LG battery.

\*2. AS4777:4990V: \*3. VDE-AR-N-4105:4500VA / AS4777:4990VA \*4. AS4777:4990VA \*5. AS4777:21.7A

\*6. Compatible TYPE II protection class according to EN/IEC 61643-11

Version No.:02-(20190512)

SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

**ANEXO 2:** Ficha técnica del panel fotovoltaico cuyas características se consideraron como base para el modelamiento.

www.jinkosolar.com


## Eagle 60P

### 260-280 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory

IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)

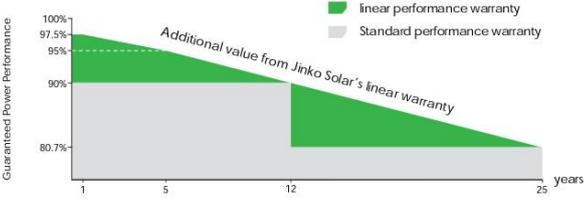


### KEY FEATURES

- 
**5 Busbar Solar Cell:**  
 5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 
**High Power Output:**  
 Polycrystalline 60-cell module achieves a power output up to 280Wp.
- 
**PID RESISTANT:**  
 Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 
**Low-light Performance:**  
 Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 
**Severe Weather Resilience:**  
 Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
**Durability against extreme environmental conditions:**  
 High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.
- 
**Temperature Coefficient:**  
 Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



Year	Standard performance warranty (%)	Linear performance warranty (%)
1	97.5	97.5
5	92.5	92.5
12	88.5	88.5
25	80.7	88.7

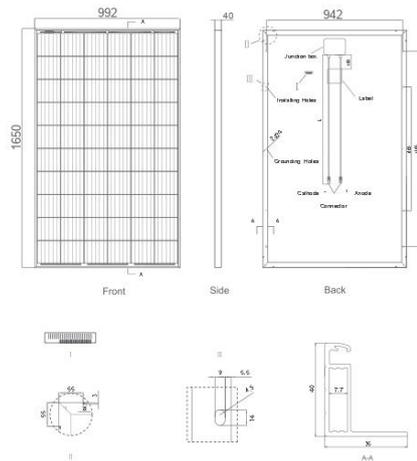






## ANEXO 2: (Continuación)

### Engineering Drawings

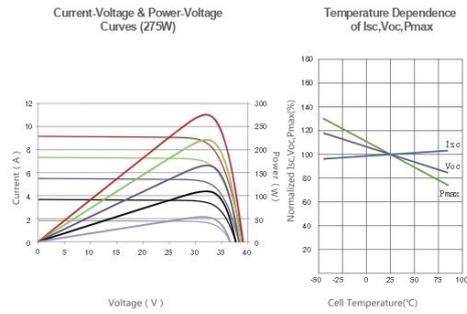


### Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 728 pcs/40' HQ Container

### Electrical Performance & Temperature Dependence



### Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 900mm or Customized Length

### SPECIFICATIONS

Module Type	JKM260PP-60		JKM265PP-60		JKM270PP-60		JKM275PP-60		JKM280PP-60	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	260Wp	193Wp	265Wp	197Wp	270Wp	200Wp	275Wp	204Wp	280Wp	208Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.1V	28.7V	31.4V	29.0V	31.7V	29.4V	32.0V	29.8V	32.3V	30.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.37A	6.71A	8.44A	6.78A	8.52A	6.80A	8.61A	6.85A	8.69A	6.91A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.1V	35.2V	38.6V	35.3V	38.8V	35.4V	39.1V	35.4V	39.4V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.98A	7.31A	9.03A	7.36A	9.09A	7.38A	9.15A	7.44A	9.20A	7.99A
Module Efficiency STC (%)	15.88%		16.19%		16.50%		16.80%		17.11%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					20A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.40%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.31%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.06%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📄 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📄 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-280PP-60\_rev2017

## ANEXO 3: Resolución ministerial que autoriza la publicación de Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida en el Perú.

  
Firmado Digitalmente por:  
EDITORIA PERU  
Fecha: 02/08/2018 04:40:31

---

**28** **NORMAS LEGALES** Jueves 2 de agosto de 2018 /  **El Peruano**

Que, de conformidad con la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, este Ministerio ejerce competencias en materia de energía, que comprende electricidad e hidrocarburos, y minería; asimismo, tiene entre sus funciones promover la inversión sostenible y las actividades del sector;

Que, con la finalidad de promover el desarrollo de las actividades minero energéticas de forma sostenible, es necesario declarar de interés nacional y necesidad pública el diseño, desarrollo e implementación del Centro de Convergencia y Buenas Prácticas Minero – Energéticas, como un espacio en el que se comparta y promueva el ejercicio de buenas prácticas en los sectores energía y minas, así como una plataforma de diálogo y discusión técnica de alto nivel para arribar a consensos en pro de un mejor aprovechamiento de los recursos minero energéticos en favor del desarrollo del país;

Que, las propuestas normativas que incorporen las categorías de necesidad pública e interés nacional deben tener como objetivo el bienestar de la sociedad y reconducir a la satisfacción de los derechos fundamentales, lo cual tendrá como fin último la protección de la dignidad de la persona humana;

De conformidad con el numeral 8) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, así como el numeral 3) del artículo 11 de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo;

DECRETA:

**Artículo 1.- Declaración de interés nacional y necesidad pública**

Declárese de interés nacional y necesidad pública el diseño, desarrollo e implementación del Centro de Convergencia y Buenas Prácticas Minero – Energéticas, como un espacio en el que se comparta y promueva el ejercicio de buenas prácticas en los sectores energía y minas, así como una plataforma de diálogo y discusión técnica de alto nivel para arribar a consensos en pro de un mejor aprovechamiento de los recursos minero energéticos en favor del desarrollo del país, con la participación del Estado, el sector privado, la sociedad civil y la academia.

**Artículo 2.- Objetivos del Centro de Convergencia y Buenas Prácticas Minero – Energéticas**

El Centro de Convergencia y Buenas Prácticas Minero – Energéticas tiene, entre otros, los siguientes objetivos:

2.1. Promover la adopción de buenas prácticas en las operaciones minero-energéticas en temas medio ambientales, sociales, relaciones comunitarias y en el uso de los recursos generados por el sector.

2.2. Impulsar iniciativas alrededor de la estrategia del sector minero energético al 2030, que contribuyan al desarrollo del país.

2.3. Asegurar acuerdos de alto nivel de largo plazo que contribuyan a generar estabilidad y gobernabilidad en el sector minero energético.

**Artículo 3.- Implementación de acciones**

Encárguese al Ministerio de Energía y Minas la realización de acciones necesarias para la implementación de lo dispuesto en el artículo 1 del presente Decreto Supremo, sin demandar recursos adicionales al Tesoro Público.

**Artículo 4.- Vigencia y refrendo**

El presente Decreto Supremo es refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entra en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en diario oficial El Peruano.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, al primer día del mes de agosto del año dos mil dieciocho.

MARTÍN ALBERTO VIZCARRA CORNEJO  
Presidente de la República

FRANCISCO ISMODES MEZZANO  
Ministro de Energía y Minas

**1676524-8**

**Autorizan publicación de proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida**

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL  
N° 292-2018-MEM/DM**

Lima, 31 de julio de 2018

VISTOS: Los Informes N° 0144-2018/MEM-DGE y el Informe N° 526-2018-MEM/OGJ, emitidos por la Dirección General de Electricidad y la Oficina General de Asesoría Jurídica del Ministerio de Energía y Minas, respectivamente;

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 4 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, establece entre las funciones generales del Ministerio de Energía y Minas la de dictar la normatividad general de alcance nacional en las materias de su competencia;

Que, el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica;

Que, la Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, define a la Generación Distribuida como la "Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica". Asimismo, en su Octava Disposición Complementaria Final establece que el reglamento dispondrá medidas de promoción para la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes, considerando las siguientes disposiciones: i) la venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y, ii) el uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido;

Que, el Decreto Legislativo N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, establece en su artículo 2 lo siguiente respecto a la Generación Distribuida: i) Los usuarios del servicio público de electricidad que disponen de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen derecho a disponer de ellos para su propio consumo o pueden inyectar sus excedentes al sistema de distribución, sujeto a que no afecte la seguridad operacional del sistema de distribución al cual está conectado; y, ii) la potencia máxima señalada, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que permitan la generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, son establecidos en el reglamento específico sobre generación distribuida que aprueba el Ministerio de Energía y Minas;

Que, es necesario aprobar un Reglamento de Generación Distribuida que desarrolle los alcances de la Ley N° 28832 y el Decreto Legislativo N° 1221;

Que, en atención a lo dispuesto en el artículo 14 del Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de proyectos normativos y difusión de normas legales de carácter general, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas deben disponer la publicación de los proyectos de normas generales que sean de su competencia en el Diario Oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, con el fin de recibir comentarios de los interesados;

Que, en ese sentido, corresponde disponer la publicación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida y su Exposición de Motivos, en el portal institucional del Ministerio de Energía y Minas, otorgando a los interesados un plazo de treinta (30) días hábiles para la remisión, por escrito o vía electrónica, de sus comentarios y sugerencias;

De conformidad con lo dispuesto en el Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de proyectos normativos y difusión de normas legales de carácter general, aprobado por Decreto Supremo N° 001-2009-JUS; en el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM; y, en la Resolución Ministerial N° 184-2018-MEM/DM, que establece la dependencia funcional de los órganos del Ministerio, así como el nivel de coordinación con los órganos dependientes, en tanto se apruebe el nuevo Reglamento de Organización y Funciones y su estructura organizacional;

SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Autorizar la publicación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida y su Exposición de Motivos, a efectos de recibir las sugerencias y comentarios de la ciudadanía en general, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles, contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente Resolución Ministerial.

**Artículo 2.-** Establecer que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Dirección General de Electricidad, sito en Avenida De Las Artes Sur N° 260, distrito de San Borja, provincia y departamento de Lima; o, vía electrónica a la siguiente dirección de correo electrónico [jcondor@minem.gob.pe](mailto:jcondor@minem.gob.pe). El registro de las opiniones y sugerencias recibidas, en medio físico o electrónico, está a cargo del señor Juan Antonio Córdor Canales, profesional CAS de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

**Artículo 3.-** Disponer la publicación de la presente Resolución Ministerial en el Diario Oficial El Peruano y del proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Generación Distribuida y su Exposición de Motivos, en el portal institucional del Ministerio de Energía y Minas ([www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)) el mismo día de la publicación de la presente Resolución en el citado Diario Oficial.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

FRANCISCO ISMODES MEZZANO  
Ministro de Energía y Minas

1675717-1

**Autorizan publicación de proyecto de Decreto Supremo que aprueba las "Disposiciones para la Adecuación Ambiental de Proyectos Eléctricos que fueron Autorizados por la Normativa a no contar con Certificación Ambiental"**

**RESOLUCIÓN MINISTERIAL  
N° 293-2018-MEM/DM**

Lima, 31 de julio de 2018

VISTOS: El Informe N° 131-2018-MEM/DGAAE/DNAE de fecha 6 de junio de 2018, emitido por la Dirección Normativa de Asuntos Ambientales Energéticos, y con la conformidad otorgada por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos; y el Informe N° 584-2018-MEM/OGJ de la Oficina General de Asesoría Jurídica;

CONSIDERANDO:

Que, mediante el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992, se establecen las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica;

Que, la versión original del artículo 38 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas señalaba que los proyectos que requerían de una autorización debían presentar como requisito una declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente, salvo las actividades de generación

termoeléctrica, cuya potencia instalada sea superior a 10 Mw, las cuales debían presentar un Estudio de Impacto Ambiental;

Que, el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, publicado el 2 de mayo de 2008, modificó el artículo 38 del Decreto Ley N° 25844, estableciendo que las concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 Mw, así como las autorizaciones de generación termoeléctrica cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 Mw, debían presentar como requisito una declaración jurada de cumplimiento de las normas técnicas y de conservación del medio ambiente;

Que, la redacción actual del artículo 38 del Decreto Ley N° 25844, modificado por el Decreto Legislativo N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú, publicado el 24 de setiembre de 2015, establece que la solicitud de autorización de todo proyecto eléctrico debe ir acompañada de la resolución aprobatoria del Instrumento Ambiental;

Que, de igual manera, la versión primigenia del artículo 15 de Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural, publicada el 1 de junio de 2006, establecía que para la ejecución de la obra de electrificación rural se debía presentar una Declaración Jurada de Impacto Ambiental ante la entidad competente del Ministerio de Energía y Minas, de conformidad con las normas ambientales vigentes;

Que, el Decreto Legislativo N° 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico, publicado el 26 de junio de 2008 varió la redacción del artículo 15 de Ley N° 28749 estableciéndose que para la ejecución de las obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se presentará una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ante la entidad competente, de conformidad con las normas ambientales y de descentralización vigentes;

Que, asimismo, el artículo 7 del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 29-94-EM, establece que las personas naturales o jurídicas que no requieran de Concesión ni Autorización, para ejercer actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, deben adoptar las medidas que sean necesarias a fin de mitigar el impacto de sus actividades en el ambiente, adecuándose a los Límites Máximos Permisibles;

Que, mediante Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, publicada el 23 de abril de 2001, se creó el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental – SEIA sistema único y coordinado de identificación, prevención, supervisión, control y corrección anticipada de los impactos ambientales negativos derivados de las acciones humanas expresadas por medio del proyecto de inversión. Asimismo, el artículo 3 de la mencionada Ley, modificado por el Decreto Legislativo N° 1078, publicado el 28 junio 2008, establece que no podrá iniciarse la ejecución de proyectos ni actividades de servicios y comercio y ninguna autoridad nacional, sectorial, regional o local podrá aprobarlas, autorizarlas, permitirles, concederlas o habilitarlas si no cuentan previamente con la certificación ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente;

Que, de igual manera, el artículo 15 del Reglamento de la Ley N° 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, establece que toda persona natural o jurídica, de derecho público o privado, nacional o extranjera, que pretenda desarrollar un proyecto de inversión susceptible de generar impactos ambientales negativos de carácter significativo, que estén relacionados con los criterios de protección ambiental establecidos en el Anexo V y los mandatos señalados en el Título II del referido Reglamento, debe gestionar una Certificación Ambiental ante la Autoridad Competente que corresponda, de acuerdo con la normatividad vigente y lo dispuesto en el mencionado Reglamento;

Que, teniendo en cuenta el cambio normativo, los Titulares de las actividades eléctricas que, en su momento fueron autorizados por la normativa a no contar con