UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

MODELO DE CARGA ELECTRÓNICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Juan Camilo González Vélez

Universidad Nacional de Colombia
Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2019

Modelo de carga electrónica en sistemas de distribución para el análisis de estabilidad en sistemas de energía eléctrica

Juan Camilo González Vélez

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Directora:

Rosa Elvira Correa Gutiérrez, Ph.D.

Codirector:

John Edwin Cándelo Becerra, Ph.D.

Línea de Investigación:

Análisis, Operación y Control en Sistemas de Energía Eléctrica

Grupo de Investigación:

Grupo de Investigación en Tecnologías Aplicadas, GITA

Universidad Nacional de Colombia

Departamento de Energía Eléctrica y Automática

Medellín, Colombia

2019

A mi familia por su constante apoyo durante mi vida profesional, a mis amigos y compañeros de trabajo por el invaluable conocimiento que han compartido conmigo y a los profesores Rosa Elvira Correa y John Cándelo por su paciencia y orientación.

Resumen

Una de las tareas más importantes para la planeación, programación y coordinación de los sistemas de energía eléctrica es su simulación dinámica. Al realizar el análisis de los resultados de las simulaciones, se puede evaluar el comportamiento transitorio del sistema bajo ciertas condiciones de operación, como la salida de una línea de transmisión o de un generador. El comportamiento dinámico de la carga es de particular interés debido a su impacto en la frecuencia y el voltaje de los sistemas durante los eventos, especialmente dada la reciente alta penetración de las fuentes de energía renovables. Varios modelos dinámicos se pueden encontrar en la literatura, como el modelo exponencial, los modelos polinomiales, los modelos compuestos, entre otros. Sin embargo, estos modelos compuestos no consideran las diversas dinámicas electrónicas presentes en los sistemas de distribución, considerando a las mismas como cargas de potencia constante. En este trabajo, se propone un nuevo modelo de carga compuesto para la representación de sistemas de distribución en análisis de estabilidad de sistemas de potencia en el cual se incluyen dinámicas de elementos electrónicos como luminarias LED, baterías, motores con reguladores de velocidad electrónicos y recursos energéticos distribuidos. Este modelo se implementa en *DigSilent PowerFactory* y se integra al sistema IEEE de 14 barras para comparar su comportamiento ante eventos de frecuencia y tensión con la respuesta de una carga de potencia constante. Los resultados demuestran el impacto que tienen los sistemas electrónicos en la respuesta del sistema y ratifican la necesidad de modelar con mayor detalle los sistemas electrónicos de los sistemas de distribución.

Palabras clave: Modelado de carga, Sistemas de potencia, Carga Electrónica, Modelo compuesto

Abstract

One of the most important analyzes for the planning, programming and coordination of electric power systems is their dynamic simulation. By performing this analysis, the transient behavior of the system can be evaluated under certain operating conditions, such as the outage of a transmission line or the trip of a generator. The dynamic behavior of the load is of particular interest due to its impact on the dynamics of the frequency and the voltage of the system during events, especially given the recent high penetration of renewable energy sources. Several dynamic models can be found in the literature, such as the exponential model, polynomial models, composite models, among others. However, these composite models do not consider the various electronic dynamics found at distribution level, considering them as constant power loads instead. In this document, a new composite load model which includes the dynamics of electronic elements such as LED luminaires, batteries, and motors with electronic speed controllers and energy resources is proposed for the representation of distribution systems in power system stability studies. This model is implemented in *DigSilent PowerFactory* and integrated into the IEEE 14 bus system to compare its behavior against the dynamic response of a constant power load during voltage and frequency events. The results demonstrate the impact that electronic systems have on the response of the system and ratifies the need to model the electronic components of distribution systems in greater detail.

Keywords: Load Modeling, Power Systems, Electronic load, Composite Model.

Contenido

Pág.

Resumen ..... **IIIII**

Lista de figuras ..... **VI**

Lista de tablas ..... **IXX**

Introducción **1**

1. Modelos de carga para el análisis de sistemas de energía eléctrica **5**
1.1 Modelos estáticos 7
1.1.1 Modelo exponencial 7
1.1.2 Modelo ZIP o polinomial 8
1.1.3 Modelo lineal 9
1.1.4 Modelo EPRI (LOADSYN) 10
1.1.5 Modelo estático de carga exhaustivo 10
1.1.6 Modelo estático de motores de inducción 10
1.2 Modelos dinámicos 11
1.2.1 Modelo dinámico de recuperación exponencial 11
1.2.2 Modelo dinámico del motor de inducción 12
1.2.3 Modelo compuesto 14
1.2.4 Modelos caja negra 16
1.2.5 Modelos de distribución 17
1.3 Conclusiones de sección 20

2. Sistemas electrónicos a nivel de distribución **22**
2.1 Sistemas de rectificación e inversión AC/DC – DC/AC 23
2.1.1 Motores de inducción con variadores de velocidad electrónicos 24
2.1.2 Recursos energéticos distribuidos 28
2.2 Convertidores Reductores – Elevadores DC a DC 31
2.3 Iluminación LED 36
2.4 Conclusiones de sección 38

3. Modelo compuesto de carga incluyendo carga electrónica **39**
3.1 Definición del modelo propuesto 39
3.2 Descripción del modelo implementado 43
3.3 Conclusiones de sección 50

4. Caso de estudio **51**
4.1 Descripción del sistema bajo estudio 51

4.2 Definición de los casos de estudio 53
4.2.1 Evaluación del impacto del VFD 54
4.2.2 Evaluación del impacto de las cargas LED 60
4.2.3 Evaluación del impacto de la batería como carga 64
4.2.4 Evaluación del impacto de la batería como generador.....68
4.2.5 Evaluación del impacto de los recursos energéticos distribuidos 73

5. Conclusiones y recomendaciones.....78
5.1 Conclusiones..... 78
5.2 Recomendaciones..... 79

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1: Equivalente circuital de un motor de inducción 11
Figura 1-2: Modelo dinámico no lineal de carga con motor de inducción en paralelo [15] 14
Figura 1-3: Equivalente circuital del modelo ZIP + motor de inducción [1]. 15
Figura 1-4: Equivalente del modelo CLOD [16]. 16
Figura 1-5: Estructura de modelo de distribución tipo WECC [18]. 17
Figura 1-6: Curva motor monofásico HVAC [17]. 20
Figura 2-1: Esquema de un sistema de rectificación – inversión [15]. 23
Figura 2-2: Estructura de un VFD + motor de inducción [10]. 25
Figura 2-3: Diagrama de bloques del controlador del sistema de control de frecuencia variable [10]. 26
Figura 2-4: Modelo equivalente de recursos energéticos distribuidos conectados a través de sistema inversor [26]. 29
Figura 2-5: Equivalente de la fuente de corriente representada a través del generador estático [15]. 31
Figura 2-6: Esquema de un sistema de conversión AC-DC-DC utilizado en cargadores rápidos de baterías [27]. 32
Figura 2-7: Estructura general del modelo dinámico tipo WECC para sistemas basados en baterías [30]. 33
Figura 2-8: Modelo genérico WECC de sistema conversor REGC_A [30]. 34
Figura 2-9: Modelo dinámico tipo WECC para el control eléctrico de sistemas de carga de baterías (REEC_C) [30]. 34
Figura 2-10: Control de planta para modelo equivalente de baterías. (REPC_A) [30]. 36
Figura 3-1: Modelo de control del sistema de iluminación LED. 41
Figura 3-2: Verificación del modelo del VFD realizada en [10]. 42
Figura 3-3: Modelo compuesto de carga propuesto. 44
Figura 3-4: Modelo de control del variador electrónico de velocidad. 47
Figura 4-1: Sistema de prueba IEEE 14 barras 51
Figura 4-2: Sistema de prueba IEEE 14 barras adaptado. 55
Figura 4-3: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD 56
Figura 4-4: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD 56

Figura 4-5: Respuesta del sistema de control del VFD ante el evento de frecuencia 57
Figura 4-6: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs VFD 58
Figura 4-7: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs VFD 58
Figura 4-8: Respuesta del sistema de control del VFD ante el evento de tensión 59
Figura 4-9: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs LED 61
Figura 4-10: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD 61
Figura 4-11: Respuesta del sistema de iluminación LED ante el evento de frecuencia 62
Figura 4-12: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs LED 63
Figura 4-13: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs LED 63
Figura 4-14: Respuesta del sistema de iluminación LED ante el evento de tensión ... 64
Figura 4-15: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Carga) 65
Figura 4-16: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Carga) 66
Figura 4-17: Respuesta del sistema de batería (carga) ante el evento de frecuencia 66
Figura 4-18: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Carga) 67
Figura 4-19: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Carga) 67
Figura 4-20: Respuesta del sistema de batería (carga) ante el evento de tensión 68
Figura 4-21: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Generador) 69
Figura 4-22: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Generador) 69
Figura 4-23: Respuesta del sistema de batería (generador) ante el evento de frecuencia 70
Figura 4-24: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Generador) 71
Figura 4-25: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Generador) 72
Figura 4-26: Respuesta del sistema de batería (generador) ante el evento de tensión 72
Figura 4-27: Ajustes a las ganancias de tensión y frecuencia de las DER 73
Figura 4-28: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs DER 74
Figura 4-29: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs DER 74

Figura 4-30: Respuesta DER ante el evento de frecuencia 75
Figura 4-31: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs DER 76
Figura 4-32: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs DER 76
Figura 4-33: Respuesta DER ante el evento de tensión 77

Lista de tablas

Pág.

Tabla 3-1: Parámetros del modelo de carga no lineal en paralelo a motor de inducción [3]..... 45
Tabla 3-2: Parámetros del modelo de carga de potencia constante [5]. 45
Tabla 3-3: Parámetros del modelo de regulador de velocidad electrónico [22]..... 46
Tabla 3-4: Parámetros del modelo de carga LED..... 47
Tabla 3-5: Parámetros del modelo DER [17]..... 48
Tabla 3-6: Parámetros del modelo de baterías [29]..... 49
Tabla 4-1: Información de las líneas de transmisión del sistema IEEE de 14 barras . 52
Tabla 4-2: Capacidad de los generadores del sistema IEEE de 14 barras [37]. 52
Tabla 4-3: Información de los transformadores del sistema IEEE de 14 barras [37]... 53

Introducción

A pesar del gran esfuerzo para obtener modelos más generalizados de las cargas en un sistema de potencia, que permitan el análisis dinámico del mismo, siguen existiendo vacíos en el modelado de las mismas, especialmente en aquellas que consideran dinámicas no lineales [1]. Entre las dinámicas no lineales a ser consideradas, son de especial importancia aquellas asociadas a fenómenos de conmutación intrínsecas a elementos electrónicos como los tiristores y transistores. Estos últimos son los componentes principales de diversos elementos presentes en los sistemas eléctricos de potencia actuales, tales como dispositivos de transmisión flexible (FACTS), sistemas de conexión de redes de alta tensión en directa (HVDC) y generadores basados en inversores (IBG), siendo estos de interés particular en los estudios realizados para evaluar el impacto de la penetración de fuentes de generación de energía no convencionales. Dichas fuentes modifican los modelos estáticos tradicionales de carga, dependientes de la tensión y la potencia, por modelos dinámicos que consideran la generación distribuida ubicada en baja y media tensión [2].

En el análisis eléctrico de sistemas de potencia es esencial contar con modelos dinámicos de carga (sistemas de distribución) que permitan replicar la respuesta de la misma con la mayor precisión y exactitud posibles. Esto último debido a que los resultados obtenidos a partir de los análisis de estabilidad ejecutados sobre dichos sistemas son necesarios para su adecuada planeación, aseguramiento, programación y coordinación [3].

Diversos autores han abordado la problemática de encontrar modelos dinámicos para los subsistemas antes mencionados empleando diversas técnicas como el modelado de las dinámicas más relevantes de los mismos, el análisis de bloques tipo caja negra basados en registros reales de carga, o la inclusión de la dinámica asociada a los dispositivos de almacenamiento utilizados en conjunto a este tipo de tecnologías [4], [5], [3], [6], [7]. Dichas aproximaciones permiten simular con gran precisión las dinámicas de las cargas estudiadas, pero no permiten la generalización de las mismas [5].

Adicionalmente, en la literatura se identifica la necesidad de contar con modelos que puedan ser generalizados al mayor número de casos posibles, dado lo impráctico que resulta discriminar su uso para diferentes escenarios, y la complejidad numérica que pueden tener los mismos al modelar diferentes comportamientos [3], [8]. Sin embargo, también se ha explorado construir modelos de carga específicos, por ejemplo, para escenarios con alta penetración de fuentes de energía no convencionales [5]. Asimismo, el advenimiento de la tecnología de medición sincrofasorial ha facilitado la toma de registros de mayor resolución y menor tiempo de muestreo. Dichas mediciones, permiten encontrar mediante técnicas de optimización los parámetros de los diferentes modelos de carga asociados a redes de distribución y motores de inducción. Estos últimos cobran especial importancia dada la necesidad de contar con registros de alta resolución para una adecuada estimación de parámetros [9].

En este trabajo se busca proponer un modelo de carga genérico (entendiéndose este como el sistema de distribución visto desde el sistema de potencia) que considere las no linealidades asociadas a los componentes electrónicos y que permita realizar análisis de estabilidad transitoria tanto ante eventos de tensión como eventos de frecuencia.

Para este fin, en la sección 1 se parte de una revisión del estado del arte en modelado de carga, abarcando desde los modelos estáticos algebraicos hasta los modelos dinámicos por componentes. Posteriormente, en la sección 2 se identifican las principales dinámicas electrónicas presentes a nivel de distribución y los modelos matemáticos que pueden ser implementados para su representación en estudios de estabilidad de frecuencia fundamental (RMS, del inglés *Root Mean Square*). Tras esta identificación, en la sección 3 se presenta el modelo compuesto de carga propuesto que incluye las dinámicas electrónicas identificadas en la sección previa y se somete a pruebas en estudios de estabilidad de frecuencia y tensión en el sistema de 14 barras de IEEE, contrastando su respuesta dinámica con la de una carga de potencia constante. Los resultados encontrados demuestran la importancia de modelar explícitamente las dinámicas más relevantes de los sistemas de carga electrónica y el riesgo en que se incurre al modelarla como una carga de potencia constante ya que se omiten fenómenos particulares causados por la respuesta de estos sub-sistemas. Adicionalmente, se encuentra que el modelo electrónico compuesto que se propone permite evaluar el impacto de estos efectos con mayor

precisión, contribuyendo así a realizar los estudios de planeación necesarios para una operación segura y confiable.

Objetivos

Objetivo general

Proponer un modelo genérico que represente cargas electrónicas a nivel de distribución de la energía, con el fin de hacer análisis de estabilidad en un sistema de potencia.

Objetivos específicos

- Seleccionar un modelo de sistema de distribución base que contenga las dinámicas necesarias para el análisis de estabilidad de sistemas de potencia.
- Seleccionar dispositivos electrónicos a nivel de distribución que van a ser representados.
- Proponer y adaptar al sistema de distribución un modelo genérico que represente cargas electrónicas
- Realizar análisis de estabilidad del sistema de energía eléctrica que incluya el modelo genérico propuesto sometido a diferentes escenarios de operación.

1. Modelos de carga para el análisis de sistemas de energía eléctrica

El modelado de la carga en sistemas de potencia es fundamental para la adecuada planeación y programación del mismo, ya que múltiples fenómenos asociados a la dinámica de la tensión y de la frecuencia se deben al comportamiento y composición de la misma. Particularmente en el caso de la tensión, el fenómeno de la recuperación retardada ante fallas es de especial importancia para la adecuada definición de estrategias de control y protección sistémicas [10], [11].

A través de los años, se han hecho recopilatorios que abarcan todo el estado del arte en modelado de carga. Estos modelos van desde modelos estáticos que buscan encontrar funciones que describan la potencia activa y reactiva como funciones de la tensión y de la frecuencia, hasta modelos dinámicos en el dominio de Laplace que permiten emular el comportamiento de elementos clave en el comportamiento temporal de las cargas, como son los motores de inducción. La dificultad al momento de implementar estos modelos radica principalmente en la gran diversificación de la carga, la dependencia de la misma a las variaciones climáticas y temporales y a la falta de medición con la calidad adecuada en las barras de carga [5].

Los primeros referenciamientos realizados por la IEEE en el tema datan de última década del siglo XX, los cuales incluían un compendio de todos los modelos identificados y publicados a la fecha, con parámetros y valores típicos para el uso de los mismos [5], [3], [4]. Desde entonces, diversos grupos de trabajo (*Western Electricity Coordinating Council* - WECC, *Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos* - CIGRE, entre otros) se han formado con el fin de abordar esta problemática para así asegurar la operación confiable de los sistemas eléctricos, máxime ante la entrada de nuevas tecnologías tales como las fuentes de generación distribuidas, los vehículos eléctricos, las fuentes de

generación renovables no convencionales, enlaces HVDC y los mecanismos de gestión de la demanda [12], [13]. La principal conclusión a la que estos grupos han llegado es que se hace necesario contar con modelos estáticos y dinámicos más detallados de todos los elementos del sistema de potencia, debido a las nuevas y complejas dinámicas que todos estos dispositivos introducen.

Existen dos pasos fundamentales para el modelado de carga en un sistema de potencia: el primero consiste en seleccionar una estructura adecuada para el modelo basado en los estudios que se pretenden realizar con el mismo y en el nivel de detalle que se pretenda representar. El segundo paso consiste en parametrizar este modelo, ya sea con metodologías basadas en componentes o metodologías basadas en mediciones. Las metodologías basadas en componentes consisten en encontrar modelos estáticos y dinámicos que representen de forma aproximada los elementos que componen la carga, discriminándolos por categorías como sistemas de refrigeración, aires acondicionados, calefacciones, electrodomésticos, entre otros. Por otro lado, las metodologías basadas en mediciones están orientadas a la optimización en tiempo real de los modelos matemáticos basándose en el comportamiento observado en las variables de tensión y frecuencia vistas en el transformador que conecta al sistema de carga con el sistema de potencia. Los modelos usados en este caso pueden ir desde representaciones aproximadas de las componentes del sistema hasta cajas negras que contengan estructuras de regresión como redes neuronales artificiales o máquinas de soporte vectorial. Este último enfoque solo es recomendado como un último recurso en los casos en que no sea posible adquirir información asociada a las componentes de la carga, debido a que son computacionalmente complejas y solo son útiles para representar las dinámicas puntuales del sub-sistema al que fueron aplicadas [1].

Los modelos de carga pueden ser divididos principalmente en dos grupos: estáticos y dinámicos. Los modelos estáticos son apropiados para aquellas cargas cuya respuesta dinámica a cambios en la tensión y la frecuencia es tan rápida que no puede ser capturada por dispositivos de medida, o en los casos donde la respuesta transitoria no es de interés para los análisis realizados, ya que la naturaleza algebraica de estas representaciones

alcanza valores de estado estacionario de forma instantánea. En términos generales, los modelos estáticos son de la forma [3]:

$$P = g(V, f) \quad ; Q = h(V, f) \tag{1.1}$$

Donde *P* es la potencia activa de la carga, *Q* es la potencia reactiva, *V* es la tensión medida en terminales de la barra de carga y f es la frecuencia vista en la barra de carga. Para los análisis de flujo de carga se requieren modelos estáticos. Estos modelos también pueden ser utilizados para análisis dinámicos, pero solo en aquellos componentes que no tengan un comportamiento dinámico representativo, tales como cargas puramente resistivas (iluminación convencional). Se debe tener en cuenta al usar estos modelos que tanto la potencia reactiva como la activa son funciones directas de la tensión y frecuencia, por lo tanto los cambios en estas dos variables son inmediatos y no tienen en cuenta la influencia de la variable del tiempo [6].

El otro grupo, compuesto por modelos dinámicos, es empleado en aquello casos donde sí es importante tener en cuenta el comportamiento temporal de las cargas, como en estudios transitorios y de estabilidad. En estos modelos la potencia activa y reactiva de la carga son funciones no solo de la frecuencia y tensión de la red, sino también del tiempo [5].

Con base en lo anteriormente expuesto, en esta sección se caracterizan las distintas representaciones reportadas en la literatura, tanto para las cargas estáticas como para las cargas dinámicas.

1.1 Modelos estáticos

Un modelo de carga estática es una representación en ecuaciones algebraicas de las relaciones de la potencia activa y reactiva consumida con variables sistémicas como la tensión y la frecuencia [4]. En esta sección se presentan este tipo de modelos.

1.1.1 Modelo exponencial

El modelo estático más utilizado es el modelo exponencial de carga, cuyas expresiones están dadas por [5], [13]:

$$P = P_n \left(\frac{U}{U_n}\right)^{k_{pu}} \left(\frac{f}{f_n}\right)^{k_{pf}} \tag{1.2}$$

$$Q = Q_n \left(\frac{U}{U_n}\right)^{k_{qu}} \left(\frac{f}{f_n}\right)^{k_{qf}} \tag{1.3}$$

Donde *P* es la potencia activa de la carga, *Q* es la potencia reactiva, *U* es la tensión medida en terminales de la barra de carga, U_n, P_n y Q_n son respectivamente la tensión, potencia activa y potencia reactiva nominales de la carga, *f* es la frecuencia vista por la carga, *fn* es la frecuencia nominal y los coeficientes k_{pu}, k_{qu}, k_{pf} y k_{qf} son los exponentes de tensión y frecuencia para la potencia activa y reactiva. Usualmente, en estudios donde solo la variable de la tensión presenta desviaciones significativas, se suele omitir el término de la frecuencia. Cuando los exponentes de tensión son iguales a 0, 1 o 2, se dice que la carga es de potencia constante, corriente constante o impedancia constante respectivamente. Cargas puramente resistivas, como hornos de calentamiento, o iluminarias incandescentes son representadas con muy buenos resultados utilizando este modelo exponencial.

La dependencia de la frecuencia puede ser modificada de la forma:

$$P = P_n \left(\frac{U}{U_n}\right)^{k_{pu}} (1 + k_{pf}\Delta f) \tag{1.4}$$

$$Q = Q_n \left(\frac{U}{U_n}\right)^{k_{qu}} (1 + k_{qf}\Delta f) \tag{1.5}$$

Donde Δf es la desviación de frecuencia en p.u.

Otra modificación que recibe este modelo, en presencia de compensadores de potencia reactiva, está dada por:

$$Q = \left(Q_n - \frac{dQ}{dP}P_n\right) \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 \left(1 + \frac{\Delta f}{f_o}\right) + \frac{dQ}{dP}P_n \left(\frac{U}{U_n}\right)^{k_{qu}} (1 + k_{qf}\Delta f) \tag{1.6}$$

Donde el primer término representa la contribución del compensador de potencia reactiva y el segundo el comportamiento de la potencia no compensada. La pendiente dada por el factor dQ/dP se obtiene a partir de mediciones en la demanda y representa el cambio relativo de la potencia reactiva respecto a la potencia activa [7].

1.1.2 Modelo ZIP o polinomial

El modelo ZIP es usado tanto para estudios estáticos como para estudios dinámicos. Este modelo representa la relación de las potencias activa y reactiva de la carga con la tensión del generador como una función polinomial de orden 2, en el que cada término está

asociado a una componente de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P). Si bien existen diversas variantes de este modelo, algunas incluyendo dependencia de la frecuencia, su expresión más general está dada por [12], [1]:

$$P = P_n \left[p1 \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + p2 \left(\frac{U}{U_n}\right) + p3 \right] \tag{1.7}$$

$$Q = Q_n \left[q1 \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + q2 \left(\frac{U}{U_n}\right) + q3 \right] \tag{1.8}$$

Donde *P* es la potencia activa de la carga, *Q* es la potencia reactiva, *U* es la tensión medida en terminales de la barra de carga, U_n, P_n y Q_n son respectivamente la tensión, potencia activa y potencia reactiva nominales de la carga y los coeficientes *p1, p2, p3, q1, q2* y *q3* son las ganancias que representan la participación relativa de los factores de impedancia constante (*p1,q1*), corriente constante (*p2,q2*) y corriente constante (*p3,q3*). Para cada una de las potencias se debe cumplir que la suma de los tres coeficientes sea 1 p.u. Para el caso del modelo dependiente de la frecuencia, este usa un término similar al usado por el modelo exponencial (Ver Ecuaciones (1.4) y (1.5)) [5].

1.1.3 Modelo lineal

El modelo de carga lineal es utilizado en estudios en los que la tensión tiene variaciones pequeñas respecto a su punto nominal de operación, como en análisis de estabilidad ante pequeñas perturbaciones. Para análisis que requiera evaluar el comportamiento de la carga ante altas fluctuaciones, se recomienda utilizar otro tipo de modelo. De acuerdo con estudios realizados, se recomienda utilizar mejor la representación de la potencia reactiva del modelo ZIP o polinomial, ya que esta ha demostrado más cercanía con el comportamiento real de las cargas [1].

En este modelo, la potencia activa y reactiva está dada por:

$$P = P_n \left[a_0 + a_1 \left(\frac{U}{U_n}\right) \right] \tag{1.9}$$

$$Q = Q_n \left[b_0 + b_1 \left(\frac{U}{U_n}\right) \right] \tag{1.10}$$

1.1.4 Modelo EPRI (LOADSYN)

Este es el modelo utilizado en el programa de simulación LOADSYN desarrollado por EPRI, y combina la variación del modelo exponencial dependiente de la frecuencia con el modelo ZIP [7]:

$$P_L = P_0 \left[P_{a1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{pv1}} (1 + k_{pf1}\Delta f) + (1 - P_{a1}) \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{pv2}} \right] \tag{1.11}$$

$$Q_L = P_0 Q_{a1} \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{qv1}} (1 + k_{qf1}\Delta f) + P_0 \left(\frac{Q_0}{P_0} - Q_{a1}\right) \left(\frac{V}{V_0}\right)^{k_{qv2}} (1 + k_{qf2}\Delta f) \tag{1.12}$$

Donde P_0, Q_0 y V_0 son la potencia activa, reactiva y tensiones en condiciones iniciales. Como se observa en las ecuaciones 1.11 y 1.12, la potencia activa contiene dos términos: uno con dependencia de la frecuencia y otro solo dependiente de la tensión. Asimismo la potencia reactiva contiene un término dependiente de la frecuencia y otro que tiene en cuenta el efecto de un compensador de potencia reactiva en la barra de carga [5].

1.1.5 Modelo estático de carga exhaustivo

Este modelo se diferencia de los otros modelos estáticos en que es válido para niveles de tensión muy bajos. En estos niveles de tensión, las cargas presentan fenómenos particulares, tales como el estancamiento que se da en los motores de los aires acondicionados y la desconexión de algunas cargas electrónicas. Las ecuaciones de este modelo son de la forma:

$$P = P_n \left(\left[p1 \left(\frac{U}{U_n}\right)^2 + p2 \left(\frac{U}{U_n}\right) + p3 \right] + p_4 \left(\frac{U}{U_n}\right)^{a_1} (1 + k_{pf1}\Delta f) + p_5 \left(\frac{U}{U_n}\right)^{a_2} (1 + k_{pf2}\Delta f) \right) \tag{1.13}$$

Como se puede observar, este modelo utiliza una combinación del ZIP y el exponencial con dependencia de la frecuencia. Adicionalmente, los coeficientes *a1* y *a2* se varían cuando la tensión desciende del umbral de 0.8 p.u. para así capturar el comportamiento dinámico que tendría la carga ante valores de tensión muy bajos [13].

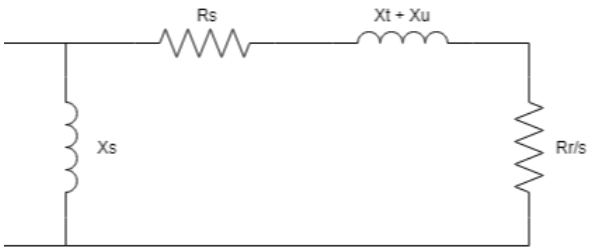
1.1.6 Modelo estático de motores de inducción

En zonas con climas extremos, es muy común encontrar altas componentes de carga residencial compuestas por motores de inducción, los cuales son parte de los sistemas de aire acondicionado y calefacción. Por esta razón se hace necesario contar con modelos

tanto estáticos como dinámicos de motores de inducción que permitan representar la respuesta de los mismos ante perturbaciones.

El equivalente circuital de un motor de inducción se presenta en la Figura 1-1

Figura 1-1: Equivalente circuital de un motor de inducción



Las ecuaciones de la potencia activa y reactiva consumida por el motor de inducción en estado estable están dadas por:

$$P = \left(R_s + \frac{R_r}{s}\right)\frac{U^2}{\left(R_s+\frac{R_r}{s}\right)^2+(X_t+X_u)^2} \tag{1.14}$$

$$Q = (X_t + X_u)\frac{U^2}{\left(R_s+\frac{R_r}{s}\right)^2+(X_t+X_u)^2} + \frac{U^2}{X_m+X_t} \tag{1.15}$$

$$s = \frac{\omega_s-\omega}{\omega_s} \tag{1.16}$$

Donde R_s es la resistencia del estator, R_r la resistencia del rotor, X_t la reactancia de fuga del estator, X_u la reactancia de fuga del rotor, X_m es la reactancia de magnetización, ω es la velocidad angular del rotor, ω_s es la velocidad angular sincrónica y *s* es el deslizamiento [5].

1.2 Modelos dinámicos

1.2.1 Modelo dinámico de recuperación exponencial

El modelo dinámico de recuperación exponencial está basado en la respuesta dinámica de las cargas conectadas a través de cambiadores de *taps* y hornos de inducción ante perturbaciones en la tensión. Las ecuaciones de este modelo están dadas por [4], [13]:

$$Tp\frac{dP_r}{dt} + P_r = P_0\left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_s} - P_0\left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_t} \tag{1.17}$$

$$P_l = P_r + P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_t} \tag{1.18}$$

Donde P_r es la recuperación de la potencia activa, P_0 es la potencia activa inicial previa al evento de tensión, U_0 es la tensión en terminales de la barra de carga previa a la perturbación, α_s es el exponente de tensión de la potencia activa en estado estacionario, α_t es el exponente de tensión de la potencia activa durante el transitorio y P_l es potencia activa consumida por la carga. La expresión para la potencia reactiva puede ser escrita de un modo similar, reemplazando los términos según corresponda [6].

El modelo de recuperación exponencial ha sido utilizado con éxito para representar la dinámica de cargas residenciales con baja participación de carga rotativa. Si se identifica que los motores de inducción son la componente principal de la carga se deben usar modelos dinámicos del mismo.

Existen otras variaciones adaptativas del modelo dinámico de recuperación exponencial en la literatura. En este modelo, la potencia de salida de la carga es una función de la variable de estado del sistema dinámico. Sus ecuaciones son de la forma [5], [3], [13]:

$$Tp\frac{dP_r}{dt} = -P_r \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_s} + P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_t} \tag{1.19}$$

$$P_l = P_r \left(\frac{U}{U_0}\right)^{\propto_t} \tag{1.20}$$

1.2.2 Modelo dinámico del motor de inducción

El modelo dinámico del motor de inducción más utilizado es el modelo de 5 estados. Las ecuaciones asociadas a este modelo, en un marco de referencia en el estator, están dadas por [14]:

$$v_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{\omega}{\omega_b}\varphi_{ds} + \frac{p}{\omega_b}\varphi_{qs} \tag{1.21}$$

$$v_{ds} = r_s i_{ds} - \frac{\omega}{\omega_b}\varphi_{qs} + \frac{p}{\omega_b}\varphi_{ds} \tag{1.22}$$

$$v'_{qr} = r'_r i'_{qr} + \frac{\omega-\omega_r}{\omega_b}\varphi'_{dr} + \frac{p}{\omega_b}\varphi'_{qr} \tag{1.23}$$

$$v'_{dr} = r'_r i'_{dr} - \frac{\omega-\omega_r}{\omega_b}\varphi'_{qr} + \frac{p}{\omega_b}\varphi'_{dr} \tag{1.24}$$

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right)\left(\frac{polos}{2}\right)\left(\frac{1}{\omega_b}\right)(\varphi'_{qr} i'_{dr} - \varphi'_{dr} i'_{qr}) \tag{1.25}$$

$$T_e = 2H * \frac{d}{dt}\left(\frac{\omega_r}{\omega_b}\right) + T_L \tag{1.26}$$

$$P = \left(\frac{3}{2}\right)(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \tag{1.27}$$

$$Q = \left(\frac{3}{2}\right)(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \tag{1.28}$$

Donde *P, Q* son la potencia activa y reactiva del motor de inducción respectivamente, v_{ds}, i_{ds} son la tensión y corriente de eje directo del estator, v_{qs}, i_{qs} son la tensión y corriente de eje de cuadratura del estator, v'_{ds}, i'_{ds} son la tensión y corriente de eje directo del rotor referidas al estator, v'_{qs}, i'_{qs} son la tensión y corriente de eje de cuadratura del rotor referidas al estator, r_s, r_r son las resistencias del estator y rotor vistas desde el estator, φ_{ds}, φ_{qs} son los flujos de eje directo y cuadratura respectivamente, T_e, T_L son los toques eléctricos y de carga, ω es la velocidad del eje de referencia y *H* es la constante de inercia del motor.

Otra alternativa para modelar dinámicamente el motor de inducción es usar el modelo compuesto en el dominio de Laplace que emula el comportamiento de una carga estática en paralelo con un motor [5]. Este modelo cuenta con variantes de primer, segundo y tercer orden. Las funciones de primer orden están dadas por:

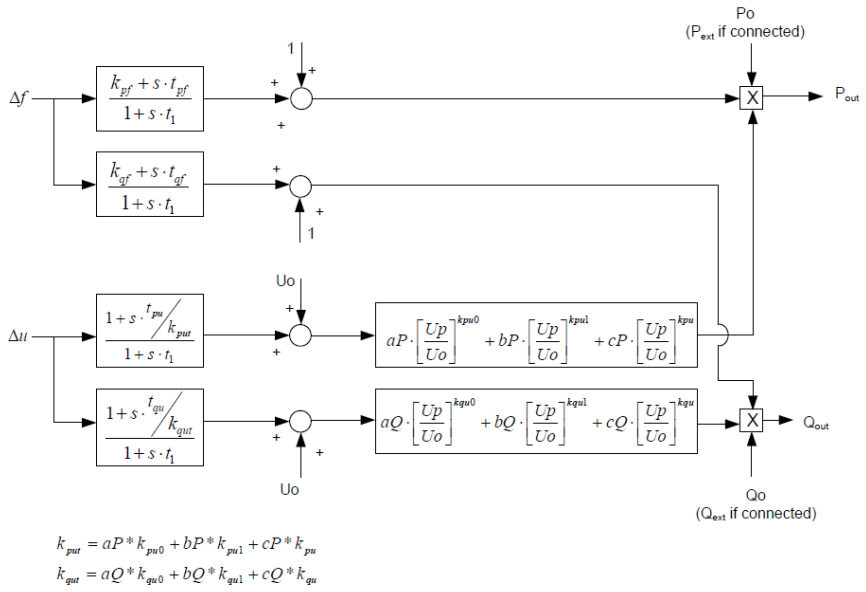
$$\Delta P(s) = \frac{k_{pf} + T_{pf}s}{1 + T_1 s}\Delta f(s) + \frac{k_{pu} + T_{pu}s}{1 + T_1 s}\Delta U(s) \tag{1.29}$$

$$\Delta Q(s) = \frac{k_{qf} + T_{qf}s}{1 + T_1 s}\Delta f(s) + \frac{k_{qu} + T_{qu}s}{1 + T_1 s}\Delta U(s) \tag{1.30}$$

Otra alternativa a este modelo adiciona una equivalente no lineal a las ecuaciones citadas previamente. El diagrama de bloques de este equivalente se presenta en la Figura 1-2. En este diagrama y en las ecuaciones (1.29) y (1.30): *kpf* representa la dependencia de la potencia activa con las desviaciones de frecuencia, *Tpf* es la constante de tiempo de la frecuencia con respecto a las desviaciones de la potencia activa, *T1* es la constante de tiempo de la carga dinámica, *kpu* representa la dependencia de la potencia activa con las desviaciones de tensión, *Tpu* es la constante de tiempo de la tensión con respecto a las desviaciones de la potencia activa, *kqf* representa la dependencia de la potencia reactiva con las desviaciones de frecuencia, *Tqf* es la constante de tiempo de la frecuencia con respecto a las desviaciones de potencia reactiva, *kqu* representa la dependencia de la potencia reactiva con las desviaciones de tensión y *Tqu* es la constante de tiempo de la

tensión con respecto a las desviaciones de la potencia reactiva. Estas ecuaciones de primer orden son una representación simplificada de la respuesta de un motor de inducción ante perturbaciones de la red a la cual se encuentra conectado. Adicionalmente, la constante *T1* permite representar la el retardo producido por los sistemas de transducción que sensan estas dos variables del sistema. Por otro lado, los bloques con ecuaciones no lineales de la Figura 1-2 corresponden a representaciones tipo ZIP de la carga estática que se modela en paralelo al motor de inducción, y que toma como entrada la variación en el tiempo de la salida del sistema de primer orden.

Figura 1-2: Modelo dinámico no lineal de carga con motor de inducción en paralelo [15].



$$k_{put} = aP * k_{pu0} + bP * k_{pu1} + cP * k_{pu}$$
$$k_{qut} = aQ * k_{qu0} + bQ * k_{qu1} + cQ * k_{qu}$$

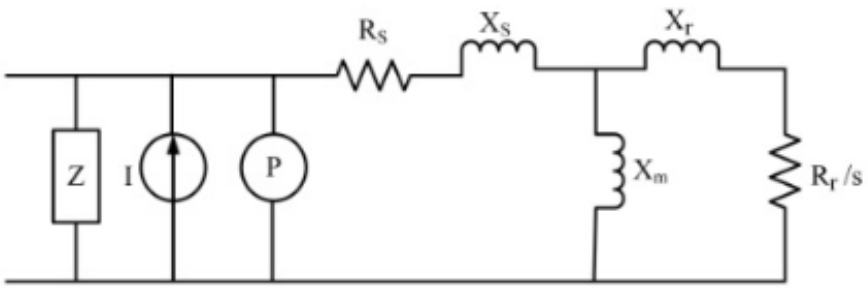
1.2.3 Modelo compuesto

Los estudios recientes en modelado dinámico de carga se concentran en capturar diversas dinámicas en un solo modelo debido a la variedad de elementos presentes en las cargas de los sistemas de potencia y a la diferencia en las respuestas transitorias de cada uno de estos [5].

A continuación se presentan los modelos compuestos más utilizados para estudios de estabilidad de sistemas de potencia:

- **Modelo ZIP en paralelo a motor de inducción:** A 2018, este era el modelo dinámico por excelencia en los estudios de estabilidad realizados por los operadores de Estado Unidos. Los estudios realizados demuestran que este modelo es capaz de capturar muchas de las dinámicas propias de las principales cargas del sistema. Su equivalente circuital se presenta en la Figura 1-3. Este modelo es la unión del modelo de motor de inducción explicado en la sección 1.1.6 y el modelo polinomial explicado en la sección 1.1.2.

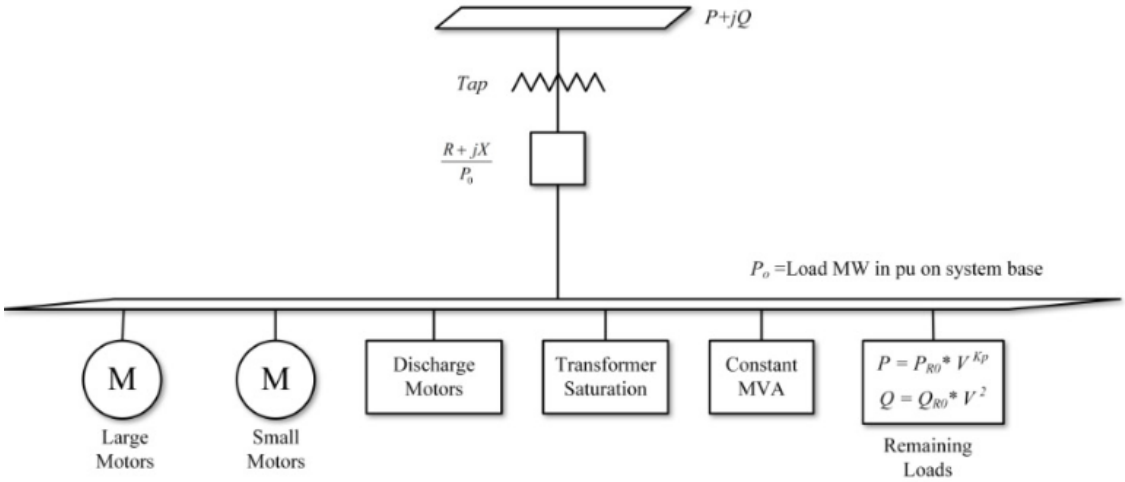
Figura 1-3: Equivalente circuital del modelo ZIP + motor de inducción [1].



- **Modelo complejo de carga (CLOD):** Es el modelo adaptado por el *software* PSS/E de Siemens. Este modelo agrega la dinámica de pequeños y grandes motores, modelos no-lineales de luces de descarga, efectos de saturación de los transformadores, cargas de potencia constante, capacitores *shunt* e impedancias en serie para representar el equivalente de los sistemas de distribución y sub-transmisión involucrados. En la
- Figura **1-4** se presenta este modelo equivalente, compuesto por los siguientes elementos [3], [8]:
    - Transformador de distribución, con o sin cambiador de *taps*.
    - Motores de gran escala, utilizados para representar la carga motórica industrial.
    - Motores de pequeña escala, que representan las componentes asociadas a electrodomésticos como licuadoras, lavadoras, aires acondicionados, entre otros.
    - Motores de descarga, que representan los fenómenos transitorios que se dan en motores de alta tensión cuando ocurren picos de voltaje en la red.

- Un bloque no lineal de limitación que representa la saturación en los transformadores de distribución.
- Carga de potencia constante.
- Otras cargas, representadas como una carga de característica exponencial.

Figura 1-4: Equivalente del modelo CLOD [16].



1.2.4 Modelos caja negra

Se refieren a modelos dinámicos que se obtienen a partir del uso de registros tomados en campo. Dichos registros son utilizados para entrenar un algoritmo de aprendizaje supervisado como redes neuronales, máquinas de soporte vectorial, regresión polinomial, arboles de decisión, entre otros; que encuentra una representación matemática que captura las principales dinámicas de la carga, pero que carece de una interpretación física explicita.

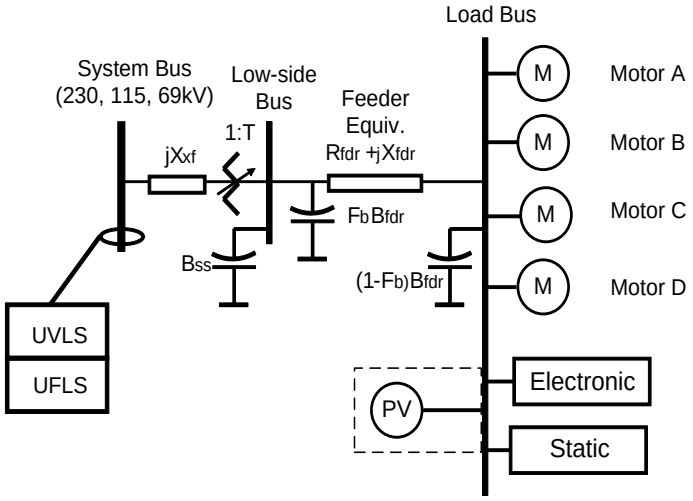
Estos modelos son útiles para aquellos escenarios en los cuales se cuenta con un gran número de datos en el punto donde se busca modelar la carga, y en donde no se espera que la dinámica de la misma cambie sustancialmente con el tiempo, ya que esto implicaría re-entrenar el algoritmo y redefinir el modelo encontrado.

1.2.5 Modelos de distribución

Cuando se habla de cargas para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, estas se encuentran asociadas a: cargas de gran tamaño (como petroleras o minas de extracción de minerales) o a sistemas completos de distribución de energía eléctrica. Como se mencionó al inicio de este capítulo, estos sistemas de distribución se encuentran en constante evolución, debido al advenimiento de nuevas tecnologías de generación distribuida, baterías, respuesta a la demanda, entre otros. Es por esta razón que uno de los focos principales de los grupos de trabajo encargados de investigar los modelos dinámicos de carga ha sido definir modelos de distribución adecuados que representen con el detalle requerido las dinámicas propias de estos elementos, para su uso en estudios de estabilidad de frecuencia y tensión [1].

Dentro de este tipo de modelos de distribución, uno de los que mayor interés ha ganado en los últimos años es el tipo WECC, desarrollado por la entidad del mismo nombre [17]. El esquema general se presenta en la Figura 1-5.

Figura 1-5: Estructura de modelo de distribución tipo WECC [18].



Este modelo contiene, entre otros, equivalentes del sistema de distribución, motores de inducción asociadas a los sistemas de refrigeración y ventilación, cargas estáticas y componentes electrónicas relacionadas a las dinámicas propias de sistemas de control para motores y fuentes conmutables [19].

A continuación se presentan las principales generalidades asociadas al modelo WECC, detallando cada una de sus componentes [17]:

- **Recursos energéticos distribuidos (PV):** Hace referencia a la dinámica propia de recursos energéticos ubicados a nivel de distribución, tales como paneles solares fotovoltaicos de techo, pequeña generación eólica y pequeñas centrales hidráulicas.
- **Cargas motóricas trifásicas:** Se representan a través de 3 motores trifásicos de inducción con inercia y lógicas de disparo diferenciadas. Estas se detallan a continuación.

    - **Motor A**: El motor A representa motores de inducción que generan un torque constante, como los motores de compresor más pequeños (5-15 HP) para unidades de aire acondicionado comerciales (tiendas de comestibles, centros comerciales) y enfriadores de motores de compresores más grandes (200-500 HP) como los sistemas de refrigeración centralizados en edificios. Se consideran los siguientes supuestos:
        - El 20% del motor A es un motor grande, cuya desconexión se produce a una tensión en terminales de 0,65 pu en 100 ms (EMS o protección de mínima tensión). No se reconecta tras falla.
        - El 75% del motor A son pequeños motores, cuya desconexión se produce a una tensión de 0.5 pu en 20 ms (desconexión del contactor). Se vuelve a conectar cuando la tensión sube nuevamente a 0,65 pu en 100 ms.
        - El 5% del Motor A se mantiene conectado tras la caída de tensión.

    - **Motor B:** El motor B representa motores de inducción trifásicos con alta inercia (H = 0.25 a 1 seg) asociados a sistemas de ventilación industriales. Su torque es proporcional al cuadrado de velocidad y su rango de potencia es de 5 a 25 HP. Se usan dos configuraciones de disparo diferentes para capturar la diversidad.

        - 30% del motor B se desconecta a una tensión en terminales de 0,55 pu en 20 ms (EMS o protección de mínima tensión). Se reconecta a 0.6 p.u. en 50 ms.
        - 30% del motor B se desconecta a una tensión en terminales de 0,5 pu en 20 ms (EMS o protección de mínima tensión). Se reconecta a 0.65 p.u. en 50 ms.
        - El 40% del Motor B se mantiene conectado tras la caída de tensión.

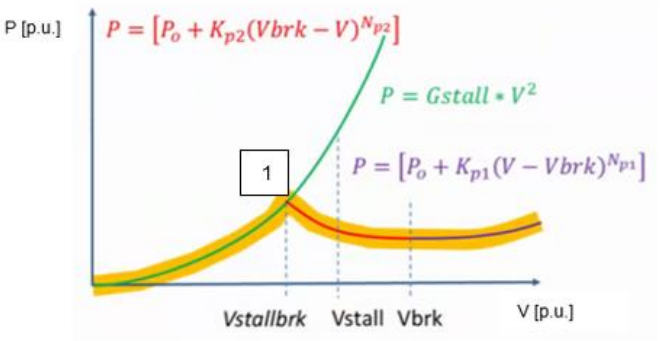
    - **Motor C**: El motor C representa motores de inducción trifásicos con baja inercia (H = 0.1 a 0.2 seg) como bombas de circulación de agua (o carga similar). Su torque es proporcional al cuadrado de velocidad y su rango de potencia es de 5 a 25 HP. Se usan dos configuraciones de disparo diferentes para capturar la diversidad.
        - 20% del motor C se desconecta a una tensión de 0,58 pu en 30 ms (EMS o protección de mínima tensión). Se reconecta a 0.68 p.u. en 50 ms.
        - 30% del motor C se desconecta a una tensión de 0,53 pu en 30 ms (EMS o protección de mínima tensión). Se reconecta a 0.62 p.u. en 50 ms.
        - El 50% del Motor C se mantiene conectado tras la caída de tensión.

- **Cargas HVAC**: A través de un motor monofásico (D) se representa la dinámica asociada a sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC). La curva que describe el comportamiento de la potencia activa del motor en función de su tensión en terminales fue obtenida de ensayos realizados en campo por EPRI y se presenta en la Figura 1-6. En esta figura, se presentan tres comportamientos diferentes de la potencia activa según la región de operación del motor. La curva verde representa el proceso de aceleración de motor al ser energizado, el cual tiene un comportamiento exponencial como función de la tensión. Por otro lado las curvas roja y negra representan la región normal de operación cuando el motor se encuentra en operación.

  El fenómeno que este modelo captura es el bloqueo que experimentan los motores de aplicación residencial pequeños cuando se produce una caída transitoria de

tensión, durante la cual el motor se frena hasta detenerse por completo. Posterior a la falla el motor comienza su proceso de aceleración hasta igualar la potencia eléctrica con la potencia mecánica de la carga que mueve el motor (Punto 1, Figura 1-6).

Figura 1-6: Curva motor monofásico HVAC [17].



- **Modelo estático de carga:** Se representa a través del modelo ZIP y está asociado a las cargas resistivas tradicionales encontradas en sistemas de distribución.

- **Modelo electrónico**: Esta asociado a las dinámicas de mayor importancia de naturaleza electrónica. En el modelo WECC esta componente se representa como una carga de potencia constante. Sin embargo, múltiples estudios realizados demuestran que no es adecuado modelar estas cargas de una forma tan simplificada, debido al gran impacto que estas tienen en la dinámica del sistema de potencia y al alto grado de penetración que se espera en los próximos años.

1.3 Conclusiones de sección

Los modelos presentados en esta sección plantean múltiples formas de representar las dinámicas más relevantes de la carga de un sistema de potencia. Particularmente, las cargas resistivas lineales y las cargas motóricas cuentan con una amplia selección de modelos estáticos y dinámicos que permiten evaluar su influencia en la respuesta del sistema. En los últimos años las cargas se han ido diversificando debido a la masificación

de los sistemas de control electrónico, a la integración de nuevas tecnologías de automatización y generación, entre otros.

Esto ha llevado a que se planteen modelos compuestos más complejos que permiten evaluar una mayor cantidad de dinámicas de forma simultánea. Sin embargo, una característica común de estos modelos es la simplificación que realizan sobre los sistemas electrónicos, modelándolos como cargas de potencia constante, lo cual puede llevar a análisis errados sobre la estabilidad del sistema, razón por la cual se hace necesario explorar las principales componentes electrónicas a nivel de distribución y la respuesta característica de las mismas. De acuerdo con lo anterior, en el siguiente capítulo se exploran las dinámicas electrónicas más relevantes de los sistemas actuales y futuros y los modelos que se pueden utilizar para su representación [18], [1].

2. Sistemas electrónicos a nivel de distribución

La participación de diversos dispositivos electrónicos con dinámicas no-lineales en los sistemas de distribución ha aumentado significativamente en las últimas décadas, y se espera que continúe con un crecimiento exponencial en los próximos años [4], [5], [12]. Estos dispositivos, llamados “cargas de interfaz electrónica” por el grupo de trabajo del CIGRE WG C4.605, pueden ser modelados en cuatro diferentes categorías: cargas de DC alimentadas a través de sistemas rectificadores, iluminación ahorradora de energía (lámparas fluorescentes, diodos de emisión de luz, LEDs) y motores de inducción monofásicos y trifásicos con control de frecuencia variable. Estos modelos son más complejos que las cargas de naturaleza resistiva y los motores de inducción trifásicos con conexión directa a la red, ya que contienen componentes adicionales de naturaleza no-lineal [5].

Existen dos estrategias de modelamiento para este tipo de elementos: modelos circuitales detallados y modelos equivalentes. En los modelos circuitales detallados se modelan de forma independiente cada uno de los elementos de electrónica de potencia que están involucrados en el sistema y de forma independiente sus sub-sistemas de control. Estos sistemas de control actúan directamente sobre las variables físicas de los dispositivos electrónicos, como el ángulo de disparo y extinción de los tiristores.

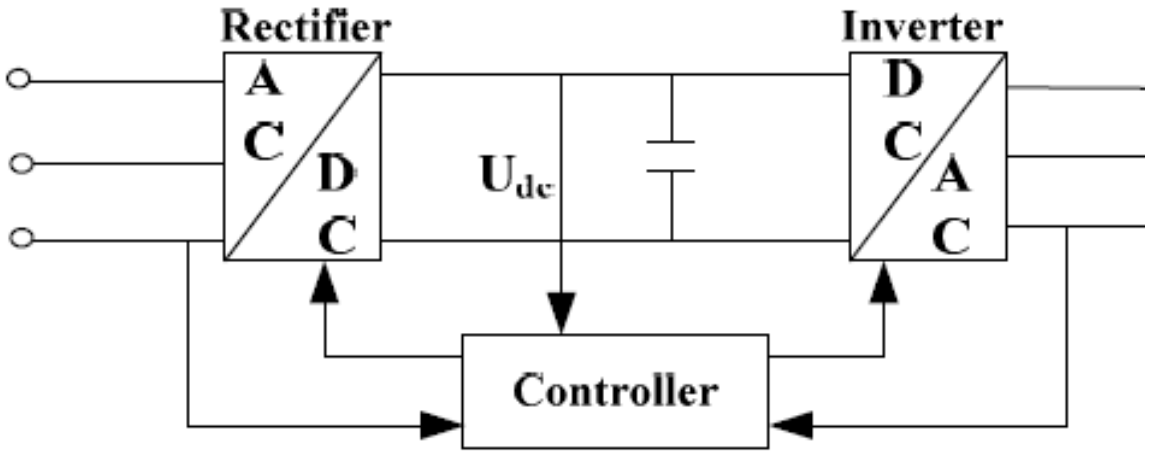
Por otro lado, los modelos equivalentes buscan representar en un modelo de frecuencia fundamental todas las funcionalidades de los sistemas electrónicos, sin modelar de forma explícita los componentes como tiristores y transistores. En este caso el modelo está compuesto de los sub-sistemas de control en la forma de ecuaciones diferenciales en el dominio de Laplace y por una fuente de corriente que refleja en la red el comportamiento esperado de estos sistemas.

En este capítulo se exploran las dos formas de representación para las cargas más relevantes identificada en los sistemas de distribución.

2.1 Sistemas de rectificación e inversión AC/DC – DC/AC

Una de las interfaces electrónicas más comunes en los sistemas de distribución es la compuesta por un conversor de potencia [20]. Un conversor de potencia es un sistema compuesto por un rectificador electrónico AC-DC, un enlace de corriente directa y un sistema inversor DC-AC. El esquema de este elemento se presenta en la Figura 2-1.

Figura 2-1: Esquema de un sistema de rectificación – inversión [15].



El sistema de rectificación se encarga de convertir la tensión trifásica de AC en corriente directa a través de dispositivos de electrónica de potencia como diodos, tiristores y transistores de unión bipolar (IGBT, pos sus siglas en inglés "*Insulated Bipolar Junction Transistor*"). Según el dispositivo utilizado se puede tener una señal de directa a la salida fija (en el caso de los diodos) o una señal controlable (en el caso de los tiristores y los transistores) [8].

Por otro lado, el sistema inversor se encarga de convertir la tensión de directa producida por el rectificador en tensión de alterna mediante técnicas como la modulación de ancho de pulso o la conmutación alternada.

En los sistemas de distribución se encuentran dos aplicaciones principales para este tipo de sistemas: en generación para la conexión de fuentes de generación renovable no

convencionales y como carga para la conexión de motores de inducción con control de frecuencia variable. A continuación se exploran cada una de estas aplicaciones:

2.1.1 Motores de inducción con variadores de velocidad electrónicos

Los controladores de frecuencia variable para motores de inducción, o VFD (*Variable Frequency Drives*) son utilizados para controlar la velocidad de motores síncronos o de inducción, convirtiendo la tensión de frecuencia y magnitud fijas provenientes del sistema de distribución a tensiones de magnitud y frecuencias variables en las terminales del motor, proporcionando de este modo mayor controlabilidad a los motores, ahorro de energía y posibilidad de implementar rutinas de arranque suave. El tipo más común de VFDs encontrados en los sistemas de distribución son aquellos controlados por modulación de ancho de pulsos (PWM) [21].

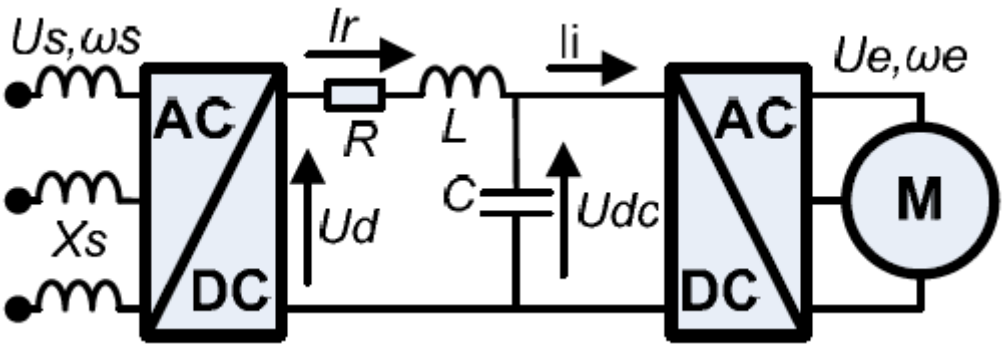
Los VFD son una porción significativa de la matriz de carga de los sistemas de potencia actuales, encontrándose en cargas tales como aires acondicionados variables, motores de inducción de sistemas de tracción, bombas de agua, entre otros. De hecho, se espera que en los próximos 5 años estos dispositivos representen el 80% de la carga industrial total de los sistemas de distribución [14].

Como se mencionó en el Capítulo 1, en los modelos compuestos de sistemas de distribución se modelan las cargas electrónicas como equivalentes de potencia constante. Sin embargo, en el caso de los VFD esto puede ser una simplificación muy fuerte ya que estos sistemas presentan respuestas dinámicas variables en su potencia activa y reactiva de acuerdo con las fluctuaciones de frecuencia y tensión que se presentan en la red de AC.

En [22] se propone un modelo dinámico de frecuencia fundamental que representa las características propias de un VFD ante fluctuaciones en la tensión y la frecuencia. El esquema general del mismo se presenta en la Figura 2-2, donde U_S es el valor RMS de la tensión de la red de AC, X_S es la reactancia equivalente vista del rectificador a la red de AC, ω_S es la frecuencia nominal de la red, U_d es la tensión de directa del lado del

rectificador, I_r es la corriente en el lado del rectificador, *R, L, C* son la resistencia, capacitancia e inductancia del enlace de DC, U_{dc} es la tensión de directa del lado del inversor, I_i es la corriente del lado inversor, U_e es la tensión del lado del motor de inducción y ω_e es la frecuencia del motor de inducción.

Figura 2-2: Estructura de un VFD + motor de inducción [10].



La tensión de DC producida por el rectificador está dada por:

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_s \cos\varphi \tag{2.1}$$

Donde φ es el ángulo de disparo del rectificador. Si el rectificador está compuesto por un puente de diodos, φ = 0.

La relación de la tensión del motor de inducción y la tensión U_{dc} vista del lado inversor, considerando que esté utiliza un PWM para su operación, está dada por:

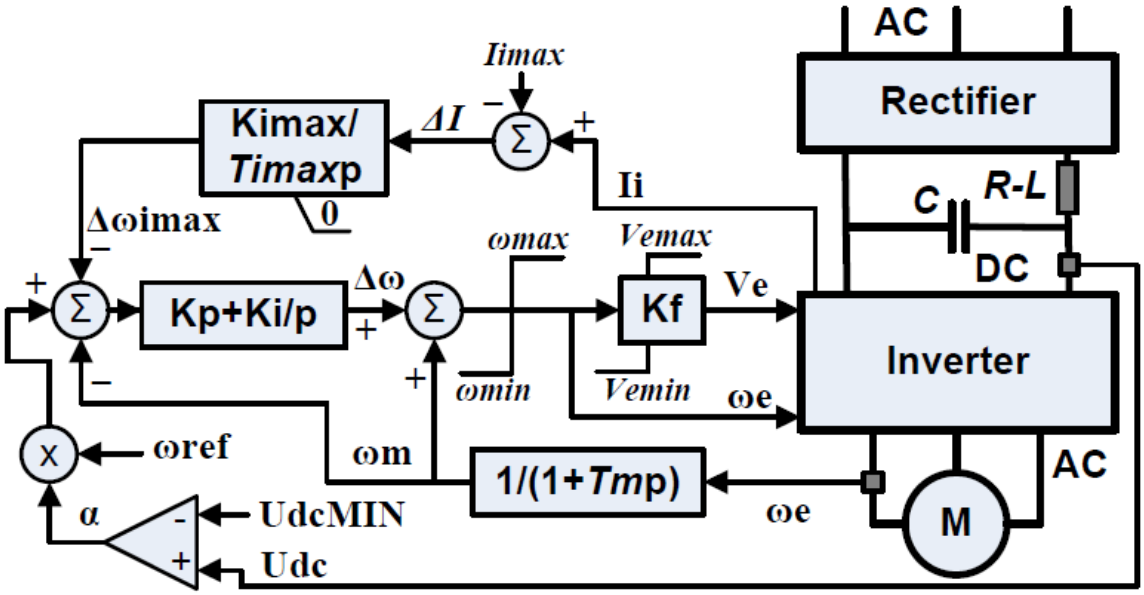
$$U_e = \frac{3}{2\sqrt{2}} U_{dc} m \tag{2.2}$$

Donde *m* es el índice de modulación del PWM. La Ecuación 2.2 solo es válida para valores de *m* entre 0 y 1.

La estrategia de control más común para VFD es el controlador tipo V/Hz, ya que permite optimizar el ahorro de energía en motores de inducción [23]. El diagrama de bloques en el dominio de Laplace del sistema de control automático tipo V/Hz se presenta en la Figura 2-3. En este diagrama de bloques, K_p, K_I son las constantes proporcional e integral del sistema de control, T_{mp} es la constante de tiempo del transductor, Kf es el factor de

conversión de la frecuencia del motor a la tensión nominal de este, V_{emax}, V_{emin}, ω_{emax}, ω_{emax} son los límites de las variables de tensión y frecuencia del motor y K_{imax}, T_{imaxp} son las ganancias del lazo de control de corriente del inversor.

Figura 2-3: Diagrama de bloques del controlador del sistema de control de frecuencia variable [10].



Utilizando la representación de las variables en eje directo y cuadratura de un motor de inducción [23], [24] y las ecuaciones del modelo de control, se llega a [23]:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{\omega_e * (-sE'_d - [E'_q - (X_0 - X')I_d]}{T'_0} \tag{2.3}$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{\omega_e * (sE'_q - [E'_d + (X_0 - X')I_q]}{T'_0} \tag{2.4}$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{T_m(\omega) - T_e}{2H} \tag{2.5}$$

$$\frac{dI_r}{dt} = \frac{1}{L}\left[U_{d0} * \cos(\varphi) - \left(R + \frac{3X_s}{\pi}\right) I_r - U_{dc}\right] \tag{2.6}$$

$$\frac{dU_{dc}}{dt} = \frac{1}{C}\left[I_r - I_i\right] = \left[I_r - \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m I_d\right] \tag{2.7}$$

$$\frac{d(\Delta\omega_{imax})}{dt} = \frac{(I_i - I_{imax}) * K_{IMAX}}{T_{IMAX}} \tag{2.8}$$

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = -K_p \frac{\omega_e - \omega_m}{T_m} - K_p \frac{d(\Delta\omega_{imax})}{dt} + K_I(\alpha\omega_{ref} - \omega_m - \Delta\omega_{imax}) \tag{2.9}$$

Donde *Ed* y *Eq* son respectivamente las componentes de la tensión en terminales de eje directo y cuadratura, ω_e es la frecuencia eléctrica, *s* es el deslizamiento, X_o y *X* son las reactancias del motor, *Id* e *Iq* son las corrientes de eje directo y cuadratura, *To* es la constante de tiempo transitoria, *Tm* es el torque mecánico, *Te* es el torque eléctrico, *Udo* es la tensión en condiciones iniciales del enlace rectificador, φ es el ángulo de disparo del inversor, *R* es la resistencia del enlace de directa, *Xs* la reactancia del enlace, *Ir* la corriente del rectificador, *Ii* la corriente del inversor, *C* la capacitancia del enlace DC, *m* el factor de modulación del PWM, *H* es la inercia del motor y *KImax, TImax, Kp, Ki* y α son constantes del sistema de control. Finalmente, las ecuaciones de corriente de eje directo y cuadratura están dadas por:

$$I_d = -\frac{E'_q * X' + r_s * (E'_d - V_e)}{r_s^2 + X'^2} \tag{2.10}$$

$$I_q = -\frac{E'_q * r_s - X' * (E'_d - V_e)}{r_s^2 + X'^2} \tag{2.11}$$

Donde *Ve* es la tensión de control del lado inversor y *rs* la resistencia del motor. Este modelo, si bien esta simplificado, permite analizar la dependencia de la potencia activa y reactiva consumida por el motor como función de las componentes en eje directo y cuadratura de la tensión en terminales y la frecuencia eléctrica del sistema de potencia (ω_e) [21]. En el diagrama de bloques presentado en la Figura 2-3 se cuenta con las siguientes estrategias de protección y control:

- Un algoritmo que representa la protección térmica de los dispositivos de electrónica de potencia, en el cual se compara la corriente del inversor con una corriente máxima. Si este umbral superior es superado, el controlador reduce la potencia activa del motor rápidamente, evitando así que se produzcan daños por ruptura térmica.
- Protección ante baja tensión si la tensión de directa tiene un valor inferior al establecido por el parámetro U_{dcmin}.

Además de los sistemas de control característicos de la estrategia V/Hz, se agrega un módulo adicional al sistema de control que permita al motor soportar huecos/subidas de tensión ante fallas en el sistema de potencia. Esta característica es conocida como VRT (por sus siglas en inglés*, Voltage Ride Through*). Esta protección es común en los sistemas basados en inversores ya que estos dispositivos no tienen tantas restricciones como otros elementos de la red al momento de una caída en la tensión, y se puede requerir que continúen conectados durante un tiempo determinado para evitar que fallas en barras de alta y extra alta tensión se propaguen al sistema de potencia [22].

2.1.2 Recursos energéticos distribuidos

Un recurso energético distribuido es cualquier recurso de generación conectado al sistema de distribución local. Dado el crecimiento que se espera de este tipo de recursos en los próximos años, se hace necesario contar con modelos que permitan representar su comportamiento dinámico en el análisis de estabilidad de sistemas de potencia [25].

Ya que el número de estas fuentes en los sistemas de distribución puede ser muy elevado, se hace necesario contar con modelos equivalentes agregadores que representen el comportamiento en conjunto de todos los recursos distribuidos. De lo contrario, la alta complejidad numérica de los modelos del sistema de potencia podría llevar a elevados costos computacionales que no serían prácticos.

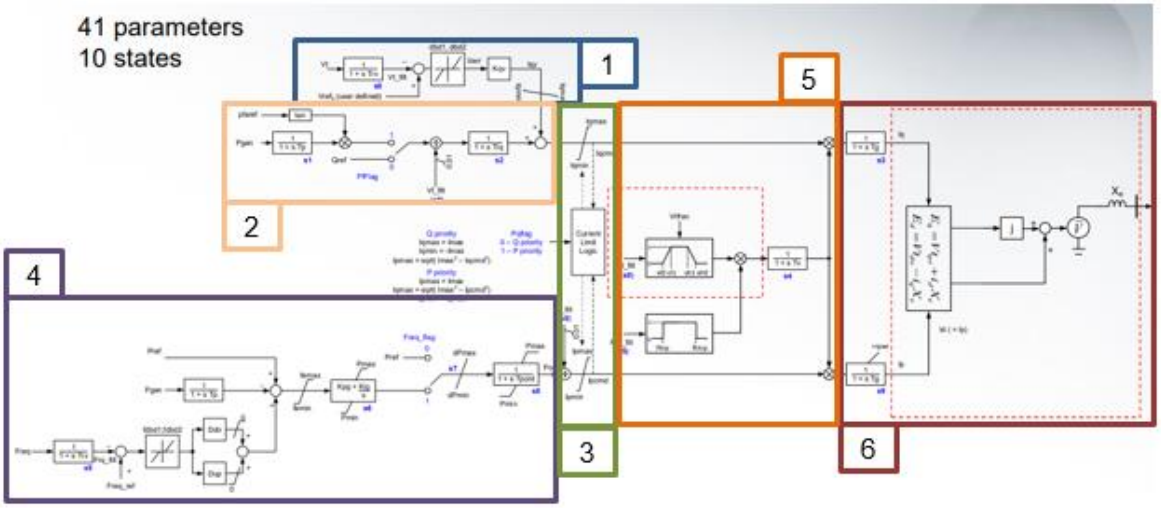
Existen varios criterios para agregar recursos distribuidos [25]. Sin embargo, los que más se emplean en el mundo son los establecidos por la NERC y listados a continuación:

- Diferenciación por recurso primario de generación. Estos pueden ser térmicos, hidráulicos, solares fotovoltaicos y eólicos.
- Agrupación por configuración de los sistemas de control de los generadores. Si un grupo de generación comparte una misma estrategia de control, esta debe ser discriminada en el modelamiento.
- Distinción en función de la impedancia equivalente percibida por cada uno de los generadores que componen el sistema de distribución.

Para el modelo compuesto de sistema de distribución es particularmente importante el modelo equivalente de la generación basada en inversores, debido a las dinámicas no lineales inherentes de los sistemas conversores.

Uno de los modelos equivalentes más utilizados, es el modelo WECC para fuentes de generación solar distribuidas. El diagrama de bloques en el dominio de Laplace de este modelo se presenta en la Figura 2-4.

Figura 2-4: Modelo equivalente de recursos energéticos distribuidos conectados a través de sistema inversor [26].



Las funciones incluidas en este modelo se detallan a continuación:

- **Lazo de inyección rápida de corriente reactiva (1)**: Este lazo de control se modela utilizando un sistema de primer orden que emula el tiempo de transducción de la tensión, una banda muerta (*db1, db2*), una ganancia configurable (*kqv*) y un límite máximo de reactivos. Esta función, característica de los sistemas de generación basados en inversores, permite la inyección o absorción rápida de potencia reactiva durante transitorios en la tensión de la barra donde se realiza la agrupación. Esta es una función complementaria al VRT descrito previamente y se requiere para garantizar la estabilidad de tensión del sistema.

- **Control de potencia reactiva/ factor de potencia (2)**: Lazo de control que permite seleccionar si se desea control la potencia reactiva o el factor de potencia en el punto agregador. Está compuesto por un sistema de primer orden que emula el tiempo de medición de la potencia activa, un bloque que convierte el factor de potencia de referencia a un comando de potencia reactiva y el sistema de control PI.

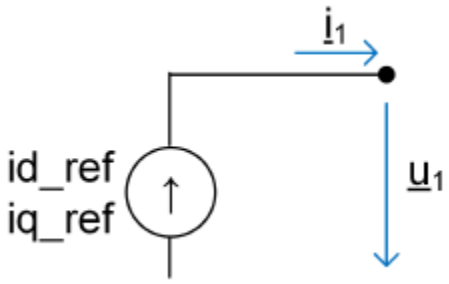
- **Selector de prioridad de inyección de potencia activa / reactiva (3)**: Permite definir la priorización de P/Q de los recursos conectados al punto agregador. Esta bandera le indica al controlador cuál de las dos consignas (corriente activa o corriente reactiva) es la que tiene la mayor prioridad. Si se define P, se calculan límites que restrinjan la entrega de Q y viceversa.

- **Control de potencia activa/ frecuencia (4):** Permite modelar el lazo de control de potencia activa/ frecuencia de los inversores, que está compuesto de un bloque de estatismo, dos bloques de banda muerta (puede ser asimétrica), y un limitador de potencia activa máxima.

- **Bloque de deslastre parcial de recursos distribuidos (5):** En este bloque se modela el fenómeno de desconexión parcial de los recursos energéticos distribuidos acoplados en la barra agregadora. La salida de este es un factor multiplicativo de la corriente activa y reactiva que emula lo que ocurriría si en el sistema de distribución se desconecta un porcentaje de la generación distribuida.

Las salidas *ip* e *iq* del modelo presentado en la Figura 2-4 son ingresadas a un generador estático representado como una fuente de corriente (6). El equivalente de esta fuente de corriente se presenta en la Figura 2-5.

Figura 2-5: Equivalente de la fuente de corriente representada a través del generador estático [15].



Donde *id_ref* e *iq_ref* son las corrientes activa y reactiva respectivamente, *i1* es la corriente inyectada por la fuente a la red y *u1* es la tensión impuesta en el punto de acople. De la anterior representación se obtienen las siguientes ecuaciones para la potencia activa y reactiva entregada por el modelo equivalente de generación distribuida:

$$i_1 = (id\ ref * \cos(u) - iq\ ref\ _\sin(u)) + j(id\ ref * \sin(u) + iq\ ref * \cos(u)) \quad (2.12)$$

$$P = S * \cos(u) \quad (2.13)$$

$$Q = S * \sin(u) \quad (2.14)$$

2.2 Convertidores Reductores – Elevadores DC a DC

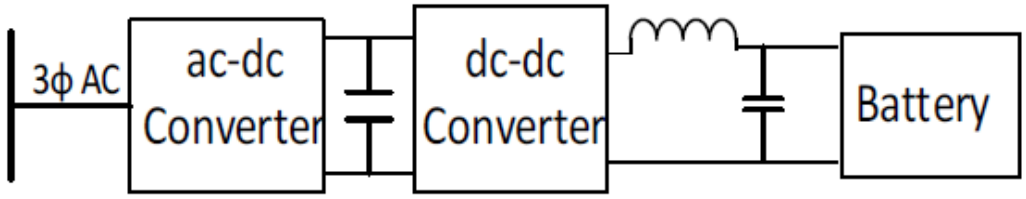
Fenómenos como el calentamiento global y el uso de combustibles fósiles han incentivado el uso de vehículos eléctricos alrededor del mundo. Sin embargo su integración a los sistemas de potencia representa desafíos en el análisis de estabilidad de los mismos debido a las nuevas dinámicas no lineales asociadas a la electrónica de potencia requerida para su conexión a la red [27].

Los cargadores de vehículos eléctricos pueden ser categorizados por su naturaleza (AC o DC) o por su nivel de carga. Los cargadores de nivel 1 son utilizados a nivel residencial. Los de nivel 2 son empleados a nivel industrial o residencial (dependiendo de los requerimientos de potencia). El nivel 3 son los sistemas de carga rápida que suelen llegar hasta los 0.2 MW y pueden recargar baterías en tiempos similares a los que se requiere actualmente para llenar el tanque de gasolina de un vehículo. Gracias a las ventajas de

estos cargadores rápidos, se espera que sean acogidos de forma masiva en los sistemas de distribución con elevado número de vehículos eléctricos [28].

Con base en lo anterior, se hace necesario contar con modelos de frecuencia fundamental que permitan evaluar el impacto de estas cargas en el sistema de potencia. A diferencia de los sistemas de recarga convencionales, un cargador rápido no solo está compuesto por un sistema de rectificación AC-DC, sino por un sistema electrónico de amplificación tipo *Buck*. Este sistema, conocido también como transformador electrónico o conversor DC-DC toma la tensión de directa proveniente del sistema rectificador y la eleva en el lado de la batería, manteniendo la potencia de entrada igual a la potencia de salida. El sistema completo de carga rápida se presenta en la Figura 2-6.

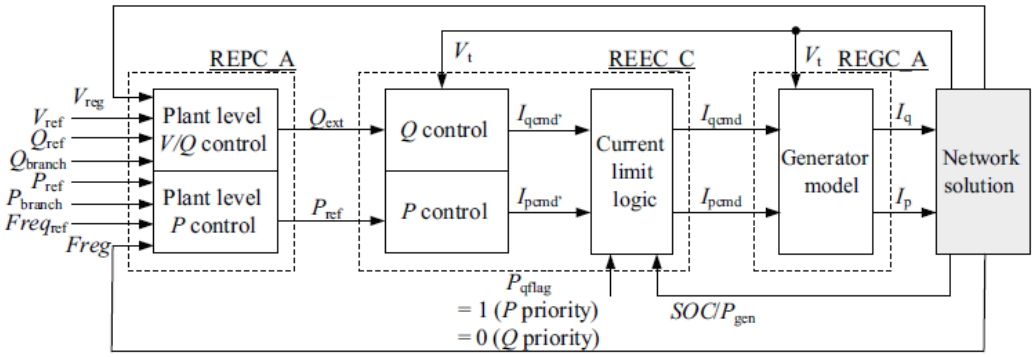
Figura 2-6: Esquema de un sistema de conversión AC-DC-DC utilizado en cargadores rápidos de baterías [27].



Los sistemas de almacenamiento con baterías también pueden ser utilizados para la entrega de potencia activa a la red y soporte a funciones de control de tensión y frecuencia. En estos casos los sistemas de baterías no actuarían como cargas, sino como sistemas de generación con funciones de control específicas [29].

La WECC ha desarrollado modelos equivalentes para baterías, tanto como cargas como sistemas de generación [30]. El diagrama de bloques de la estructura de este control se presenta en la Figura 2-7.

Figura 2-7: Estructura general del modelo dinámico tipo WECC para sistemas basados en baterías [30].

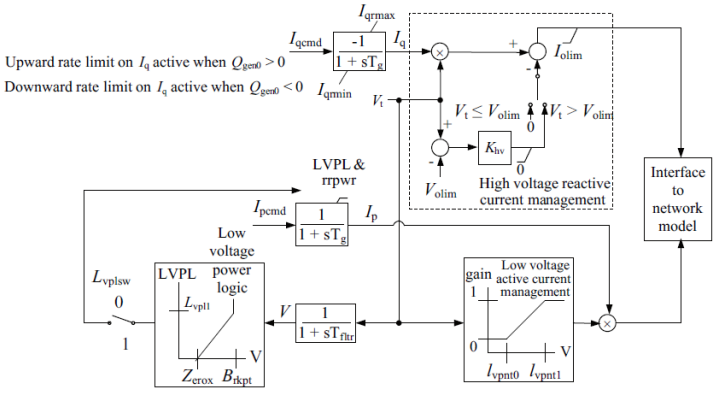


A continuación se describen las funciones de cada uno de estos módulos en detalle:

- **Modulo generador / conversor**: Este módulo representa el sistema de conversión utilizado en este tipo de cargadores y se presenta en la Figura 2-8. Recibe como entradas los comandos de corriente activa y reactiva y los lleva a un generador estático modelado como fuente de corriente, cuyas ecuaciones fueron descritas en la sección anterior. Contiene las siguientes funcionalidades:
    - **Limitación de tasa de corriente reactiva**: Bloque que permite ajustar el gradiente de la corriente reactiva, según la región de operación del generador (sub-excitación o sobre-excitación).
    - **Límites de corriente activa ante falla**: Los bloques marcados como LVPL y LVAM (*Low Voltage Active Current Managment*) limitan la inyección de potencia activa en la red durante caídas de tensión en la red. En los sistemas basados en inversores este fenómeno se conoce como cesación momentánea.

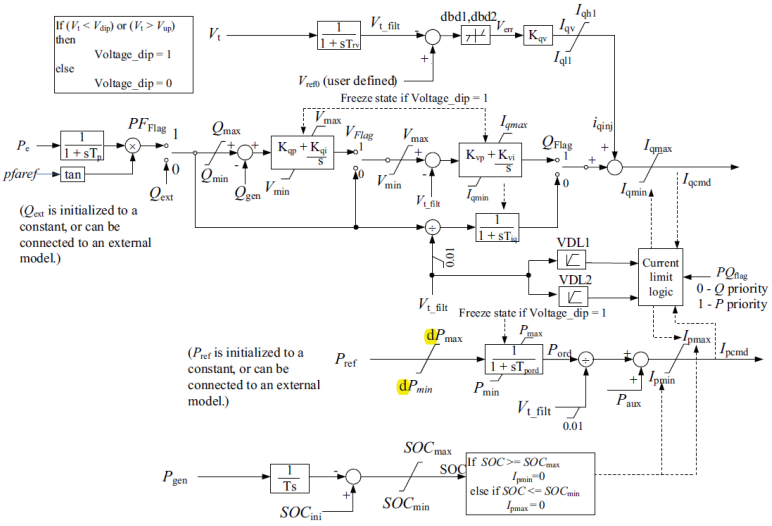
Los parámetros del modelo están dados por: *Tg* que es la constante de tiempo del transductor, *Igmax* e *Igmin* que son respectivamente los límites de gradiente de subida y bajada de la corriente reactiva, *Volim* es el umbral máximo de tensión soportado por el inversor, *Zerox* y *Brkpt* son los limites mínimo y máximo del bloque LVPL, lvpnt0 y lvpnt1 son los umbrales del bloque de cesión momentánea y *rrpwr* es el límite máximo de recuperación de la potencia activa.

Figura 2-8: Modelo genérico WECC de sistema conversor REGC_A [30].



- **Módulo de control eléctrico**: Este módulo, presentado en la Figura 2-9, incluye las funciones de inyección rápida de reactivos y control de tensión / potencia reactiva / factor de potencia descritas en la sección anterior. Adicionalmente, incluye un lazo de control adicional que representa la característica de carga y descarga del sistema de almacenamiento. Este lazo limita a 0 el consumo de potencia activa de la carga cuando el estado de recarga (SOC) se encuentra por debajo de un umbral establecido, para así evitar daños en el sistema de almacenamiento.

Figura 2-9: Modelo dinámico tipo WECC para el control eléctrico de sistemas de carga de baterías (REEC_C) [30].



- **Módulo de control de planta:** Incluye funciones adicionales de control del sistema de batería, tales como regulación primaria de frecuencia mediante la entrega de potencia activa a la red. Este lazo consta de una banda muerta que puede ser ajustada de forma asimétrica (*fdb1* y *fdb2*), dos valores de estatismo diferenciados *Ddn* y *Dup* (según si se trata de un evento de sobre-frecuencia y sub frecuencia), y un lazo de control PI (definido por los parámetros *Kpg, Kig* y *Tlag*).
  Adicionalmente, el módulo de control de planta también cuenta con una función de control de tensión centralizado que sensa el voltaje en el punto de conexión del parque de generación basado en baterías. Este lazo incluye:

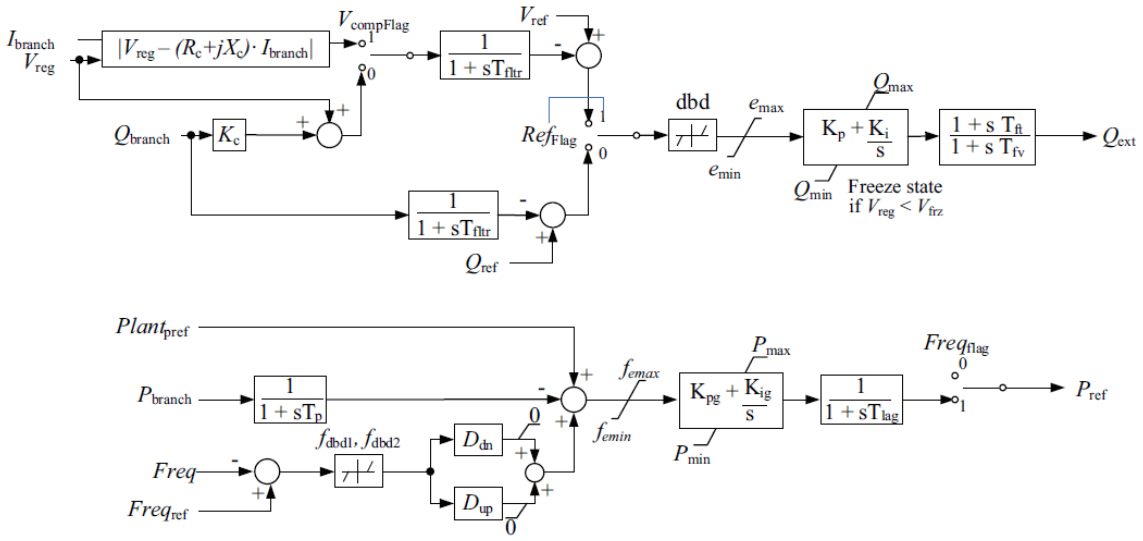
  - **Compensación de reactivos**: Bloque que permite modelar el efecto de los sistemas de compensación que pueden ser instalados en los parques de generación para compensar la pérdida de reactivos producida en los cables del parque desde las baterías hasta el punto de conexión. Está definido por los parámetros *Rc* y *Xc,* que son la resistencia y reactancia de compensación respectivamente, y *Kc* que es la ganancia del lazo de compensación.

  - **Selector de control de Q o V**: Definido por la bandera *REFFlag*, permite seleccionar la variable a controlar en el punto de conexión.

  - **Controlador PI:** Definido por las ganancias *Kp, Ki*, que son las ganancias proporcional e integral respectivamente. Incluye además un bloque ajustable de zona muerta (*dbd*), límites para la potencia reactiva (*Qmax* y *Qmin*) y un bloque de compensación de adelanto y atraso.

  Este módulo se presenta en la Figura 2-10.

Figura 2-10: Control de planta para modelo equivalente de baterías. (REPC_A) [30].



2.3 Iluminación LED

La iluminación LED es otro tipo de carga electrónica predominante en los sistemas de distribución actuales. Las luminarias LED están compuestas de diodos emisores de luz (*light emitting diodes*), que son materiales semiconductores que al entrar en la región de conducción emiten fotones de longitudes de onda visibles. Este tipo de carga puede llegar a representar hasta el 40% de la carga total del sector residencial, por lo que es importante analizar su impacto en la estabilidad del sistema de potencia [31].

Además de su eficiencia energética, otra de las principales ventajas de la iluminación LED radica en su controlabilidad. Este tipo de iluminación permite que se gradúe la intensidad de la luz a través de moduladores de ancho de pulso. Este control puede ser tanto manual (comúnmente encontrado en aplicaciones residenciales) o automático (para aplicaciones industriales o alumbrado público) [32]. En países como China y Japón se han comenzado a explorar estrategias de control centralizadas que permitan variar los niveles de las luminarias públicas en rangos aceptables para así prestar servicios de respuesta a la demanda, contribuyendo de este modo a la flexibilidad del sistema [33].

La potencia consumida por una luminaria LED está dada por [34], [33]:

$$P = [V_o + (R_{LED} + R_S)I]d_{on}I \tag{2.15}$$

donde V_o es la tensión de encendido del LED, I es la corriente que fluye a través del dispositivo, d_{on} es la tensión de encendido del dispositivo, R_{LED} es la resistencia térmica del LED, y R_S es la resistencia del sensor.

La iluminación de la carga tipo LED se calcula como:

$$E_{ij} = PxNxC \tag{2.16}$$

donde P es la potencia activa de la carga, N es la eficiencia de iluminación y C es el factor de conversión de potencia a iluminación.

Como se puede inferir de las dos ecuaciones anteriores, un sistema de LEDs que se ajuste para tener un nivel de iluminación constante será considerado como una carga de potencia constante [35].

Sin embargo, la mayoría de estos permiten al usuario moderar de forma continua el nivel de luminancia entre unos umbrales predefinidos. Aún más, los sistemas de iluminación LED de gran tamaño, como alumbrados públicos, o los utilizados por la industria pueden ser empleados como mecanismos de respuesta a la demanda a través de sistemas de control [36]. Una propuesta para el control automático de estas cargas se presenta en la expresión dada por:

$$P = P_0 + \Delta f * Kf \tag{2.17}$$

donde P_0 es la potencia inicial de la carga, Δf es la desviación de la frecuencia del sistema con respecto a la nominal y Kf es un valor de estatismo configurable.

Este sistema de control varía la luminancia de un sistema LED en respuesta a las variaciones de frecuencia del sistema, contribuyendo así a la regulación de esta variable y

a la estabilidad. Sin embargo, este sistema de control incluye una no-linealidad asociada a los límites de iluminación permitidos en un sistema dado [34]. De este modo, la carga variará si intensidad solo entre dos umbrales pre-definidos: iluminación mínima (definida en función de la seguridad del ambiente en el que se instala) y uno máximo (en función de la capacidad máxima de la luminaria). Todos estos fenómenos se deben tener en cuenta en el modelo dinámico propuesto, el cual será profundizado en la siguiente sección.

2.4 Conclusiones de sección

Las dinámicas asociadas a los sistemas electrónicos no pueden ser simplificadas a cargas de potencia constante, debido a que tal como se demostró en la presente sección, su respuesta es dependiente de las fluctuaciones de frecuencia y tensión en la red. Por esta razón, se evidencia la necesidad de plantear un nuevo modelo compuesto que además de incluir las cargas motóricas y estáticas presentadas en el Capítulo 1, incluya los efectos más importantes de las cargas electrónicas exploradas en este Capítulo.

Con base en lo anterior, en el Capítulo 3 se llevará a cabo el proceso de planteamiento del modelo de carga en dos etapas. En la primera se hará el montaje de los modelos explorados en la herramienta de simulación dinámica *DigSilent PowerFactory* con el fin de caracterizar el comportamiento de la carga ante diversas perturbaciones del sistema y chequear la estabilidad del modelo propuesto de forma cualitativa. Posterior a estos análisis, se planteara un nuevo modelo de carga electrónico simplificado, que captura las dinámicas observadas y que permita realizar análisis de estabilidad transitoria.

3. Modelo compuesto de carga incluyendo carga electrónica

En el capítulo 1 se definieron los modelos de carga utilizados para análisis estático y dinámico de sistemas de potencia. El modelo WECC compuesto para sistemas de distribución, formado por componentes motóricas, carga estática, sistemas energéticos distribuidos y carga electrónica se identificó como uno de los modelos más útiles para estudios de estabilidad de sistemas de potencia.

Sin embargo, este modelo considera la carga electrónica como una carga de potencia constante, lo cual ha sido identificado por varios autores como una de sus principales falencias, debido a que las dinámicas no lineales de las componentes electrónicas pueden tener efectos negativos en el comportamiento de la frecuencia del sistema y la tensión asociada a la barra de carga [5], [3].

Con base en lo anterior, se determinaron en el Capítulo 2 las dinámicas electrónicas más relevantes a nivel de distribución y sus modelos dinámicos correspondientes. En esta sección se presentará un nuevo modelo compuesto modificado que reemplaza las cargas electrónicas por sus componentes explicitas, para evaluar el impacto que estas tienen en el dinámica de todo el sistema.

3.1 Definición del modelo propuesto

Para definir el nuevo modelo de carga compuesto se debe partir inicialmente de dos aspectos fundamentales del proceso de modelamiento de un sistema físico. El primero de estos es el objetivo para el modelado, es decir, enunciar explícitamente que es lo que se quiere responder con el modelo que se está planteando, lo cual está asociado a que variables (salidas) se quieren representar y las interacciones que estas tienen con las

variables conocidas (entradas). El segundo es el criterio de validación, que consiste en definir claramente las razones que dan legitimidad al modelo planteado y que dan fuerza al uso que este puede tener para la comunidad.

Para responder estas cuestiones es importante primero seguir un procedimiento claro de modelado, como el encontrado en [37]. A continuación se presentan los pasos detallados:

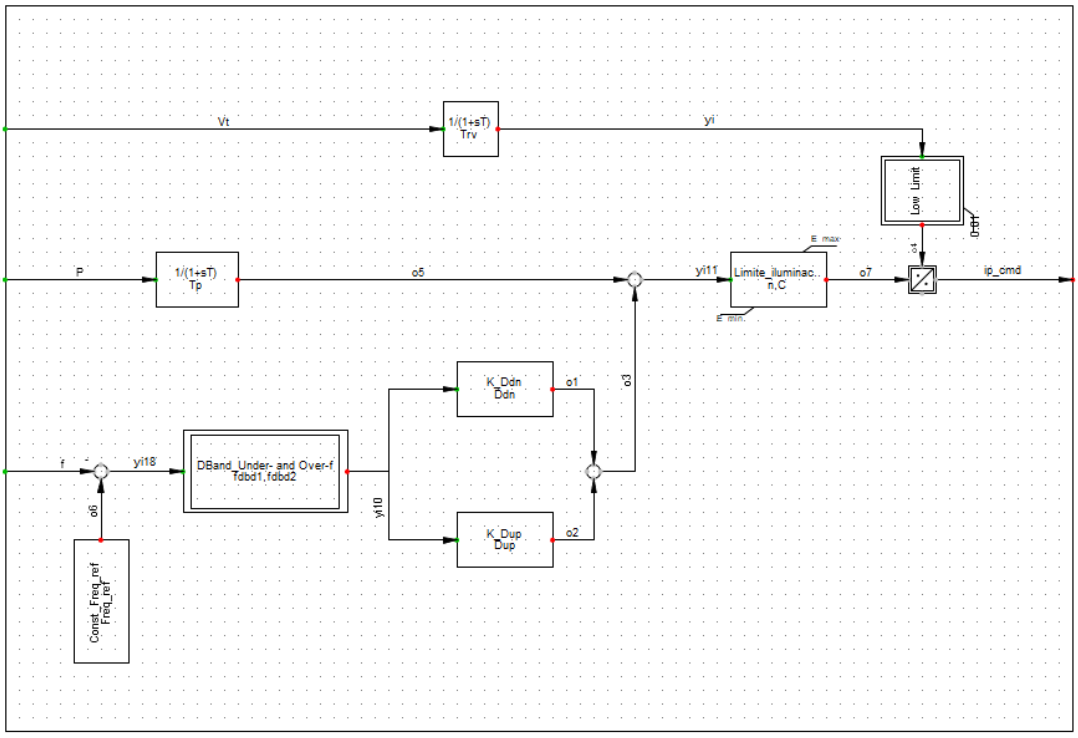
- **Descripción verbal del sistema:** Como se indicó anteriormente, uno de los modelos de carga más empleados para el análisis de sistemas de potencia es el modelo WECC compuesto. Una de las principales problemáticas de este modelo radica en su consideración de la componente asociada a las cargas electrónicas que se encuentran al interior de los sistemas de distribución, ya que las modela como cargas de potencia constante. Por esta razón, se busca proponer un nuevo modelo que reemplace este supuesto y modele de forma explícita las dinámicas electrónicas más predominantes. A lo largo de este documento, se han encontrado 4 grupos básicos de cargas de este tipo: motores de inducción con variador de velocidad electrónico (VFD), sistemas de iluminación basados en diodos emisores de luz (LED), sistemas energéticos distribuidos y sistemas de almacenamiento basados en baterías.

- **Nivel de detalle:** Dado que este modelo será utilizado para realizar análisis de estabilidad en sistemas de potencia, se debe cuidar que cumpla con dos premisas:
    - El modelo debe representar la respuesta de la potencia activa y reactiva consumida en el nodo de carga como una función en el tiempo de la frecuencia medida en ese punto y la tensión en el punto de agregación de la carga.
    - El modelo debe representar solo las dinámicas relevantes para el estudio del sistema de potencia, esto es, no requiere tener todo el nivel de detalle de las componentes de sistema físico, sino solo de aquellas que afectan al sistema.

- **Selección de ecuaciones dinámicas:** Una vez identificado el alcance del modelo y el nivel de detalle que se pretende representar, se deben escoger las ecuaciones dinámicas que representan el fenómeno. En el Capítulo 2 se realizó una búsqueda exhaustiva de estos modelos matemáticos y para el caso de los motores de inducción con variadores electrónicos, los recursos distribuidos y los sistemas de almacenamiento se documentaron aquellos que van a ser empleados para el modelo compuesto propuesto.

  Dado que para el caso de las luminarias LED no se tienen modelos RMS que permitan evaluar el impacto de las mismas sobre el sistema de potencia, se propone un nuevo modelo basado en su principio físico discutido en el Capítulo 2. Este modelo está compuesto por una fuente de corriente cuya componente activa es calculada por un lazo de control con estatismo y banda muerta, el cual produce una potencia activa de referencia que se divide por la tensión en terminales del agregado de carga. El diagrama de bloques de este sistema se presenta en la Figura 3-1.

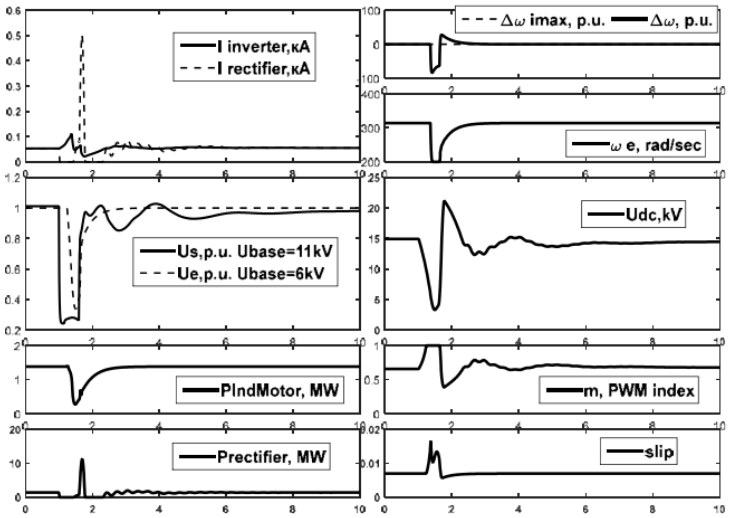
Figura 3-1: Modelo de control del sistema de iluminación LED



- **Selección de parámetros:** Ya que se cuenta con un modelo que describe los fenómenos físicos que se buscan representar, estos deben ser parametrizados de acuerdo con valores típicos utilizados en estos sistemas. Estos valores son discutidos en la siguiente sección.

- **Obtención y verificación del modelo:** Por último, es necesario verificar que la respuesta obtenida de los modelos propuestos este acorde a los fenómenos físicos que se buscan representar. Para esto se exploran cada uno de los sub-sistemas por separado:
    - **VFD**: El modelo implementado fue verificado en [10]. En este, una de las pruebas realizadas consistió en una caída de tensión causada por un cortocircuito trifásico. De la respuesta obtenida por los autores, y contrastada con mediciones reales, se identifica que al caer la tensión, la tendencia del sistema de control del motor es reducir la potencia activa del mismo mediante la modulación de la tensión de activa y la corriente del inversor. Esta última presenta un pico transitorio durante la ocurrencia del evento. La respuesta obtenida se observa en la Figura 3-2.

Figura 3-2: Verificación del modelo del VFD realizada en [10].



- **Recursos energéticos distribuidos y sistemas de almacenamiento:** El modelo WECC empleado para estos dos sub-sistemas fue verificado mediante la herramienta REMV (*Renewable Energy Model Validation*) desarrollada por la EPRI. Esta herramienta permite contrastar la respuesta simulada del modelo propuesto con la respuesta del modelo implementado en MATLAB por EPRI. El proceso de validación ejecutado se detalla en [16].

- **Luminarias tipo LED**: Si bien el modelo RMS para este sub-sistema es una nueva propuesta, se puede contrastar su comportamiento con el de sistemas LED reales utilizados en respuesta a la demanda. En [34] se describe el comportamiento de un sistema real de luminarias ante eventos en frecuencia ocurridos en el sistema de potencia chino. En este se encuentra que ante un evento de sub-frecuencia se espera que el sistema de control de iluminación reduzca la potencia activa consumida, ayudando de este modo a reducir la caída máxima de la frecuencia.

En el Capítulo 4 se realizará, mediante la ejecución de los casos de estudio, la validación de las dinámicas propias de las cargas tipo LED y los motores VFD.

3.2 Descripción del modelo implementado

En la Figura 3-3 se presenta el modelo compuesto de carga propuesto, implementado en la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia *DigSilent PowerFactory*.

En este modelo se incluyen los siguientes elementos:

- **Carga no lineal + Motor de inducción**: Modelo que representa la dinámica de una carga estática en paralelo con un motor de inducción. Está basado en la implementación presentada en la sección 1.2.2. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 3-1.

Figura 3-3: Modelo compuesto de carga propuesto.

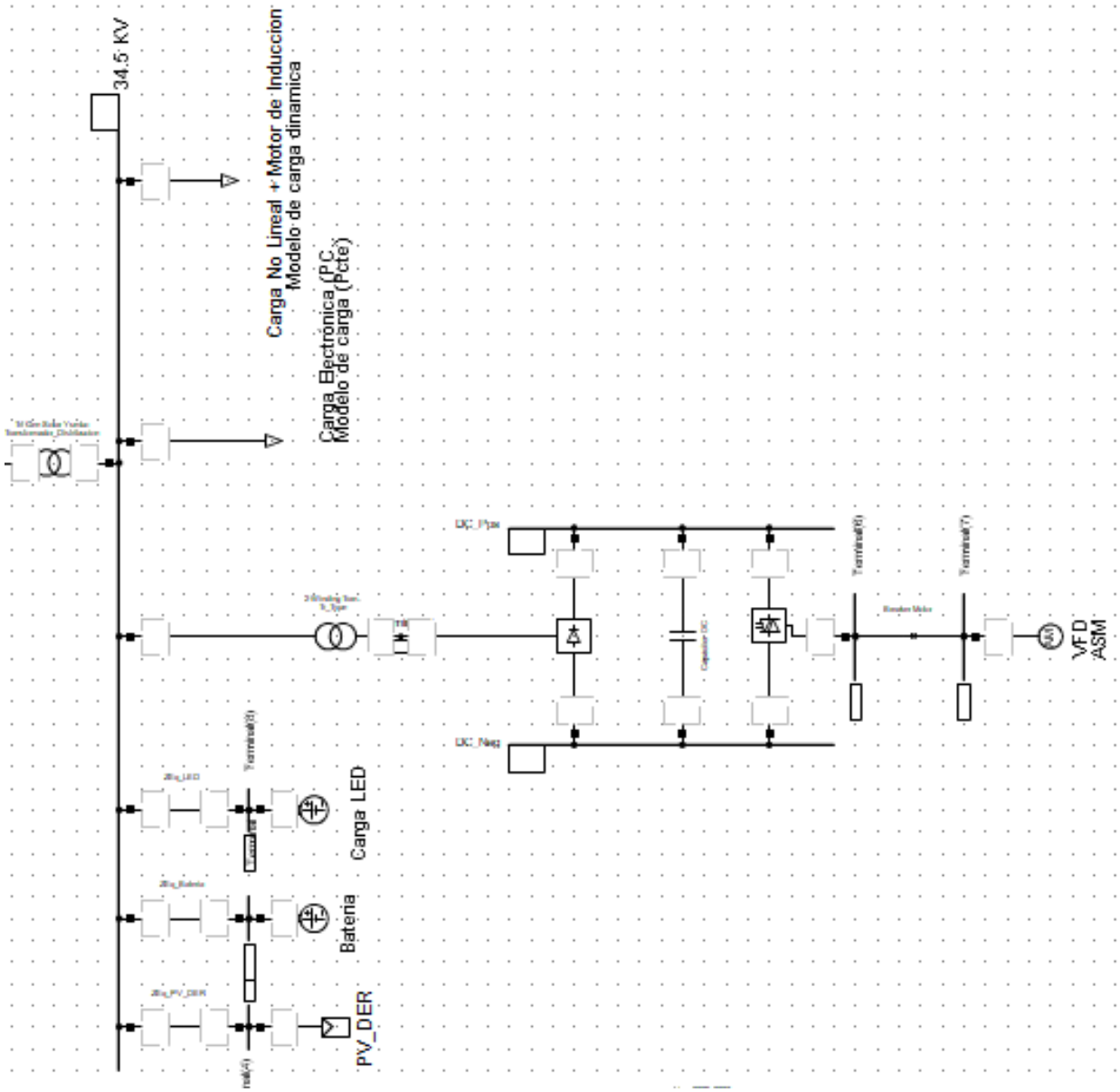


Tabla 3-1: Parámetros del modelo de carga no lineal en paralelo a motor de inducción [3]

Nombre parámetro	Sigla	Valor	Unidad
Constante de tiempo dinámica	T1	10	s
Dependencia de la frecuencia (P)	kpf	1	p.u.
Constante de tiempo (P-f)	tpf	5	s
Constante de tiempo (P-V)	tpu	5	s
Dependencia de la frecuencia (Q)	kqf	1	p.u.
Constante de tiempo (Q-f)	tqf	5	s
Constante de tiempo (Q-V)	tqu	5	s

- **Modelo de carga electrónica de potencia constante**: Como se explicó previamente, el modelo WECC propone que las cargas electrónicas sean consideradas como potencia constante. Con el fin de comparar el efecto de este supuesto, se adapta un modelo de carga de estas características al modelo compuesto propuesto. En la Tabla 3-2 se presentan los parámetros utilizados para este fin.

Tabla 3-2: Parámetros del modelo de carga de potencia constante [5].

Nombre parámetro	Valor	Unidad
aP	1	p.u.
bP	0	
e_aP	0	
e_bP	1	
e_cP	2	
aQ	1	
bQ	0	
e_aQ	0	
e_bQ	1	
e_cQ	2	

- **Modelo de variador electrónico de velocidad para motores de inducción**: Para la implementación del variador de velocidad electrónico se tomó como base la estrategia de control V/Hz presentada en la sección anterior y presentada en la Figura 3-4. El modelo del sistema está compuesto por un elemento rectificador, un enlace de corriente directa, una capacitancia fija y el sistema inversor. Este está acoplado a un motor de inducción que representa la agregación de múltiples motores en paralelo. En la Tabla 3-3 se presenta la parametrización utilizada para

este modelo, incluyendo los valores nominales de los elementos de electrónica de potencia y los ajustes del sistema de control.

Tabla 3-3: Parámetros del modelo de regulador de velocidad electrónico [22].

Nombre parámetro	Valor	Unidad
iDC_max	10	p.u.
KI_max	400	p.u.
TI_max	0,1	p.u.
UDC_min	10	p.u.
Tm	1	s
Kp	0,35	p.u.
Ki	1	p.u.
Kf	1,502007	p.u.
Tref	2	s
ve_min	-100	p.u.
w_min	0	p.u.
ve_max	100	p.u.
w_max	1,5	p.u.

- **Modelo de carga LED**: Como se indicó en la sección anterior, las cargas LED son en principio cargas de potencia constante. Sin embargo, pueden participar en esquemas de gestión de la demanda, contribuyendo de este modo con control de frecuencia. Para la implementación de este tipo de carga se ajustó un generador estático (fuente de corriente) acoplado a un sistema de control de frecuencia por estatismo que considerara las no-linealidades propias de los límites mínimos y máximos de iluminación permitidos. Esta implementación se presenta en la Figura 3-1 y su parametrización en la Tabla 3-4.

Figura 3-4: Modelo de control del variador electrónico de velocidad.

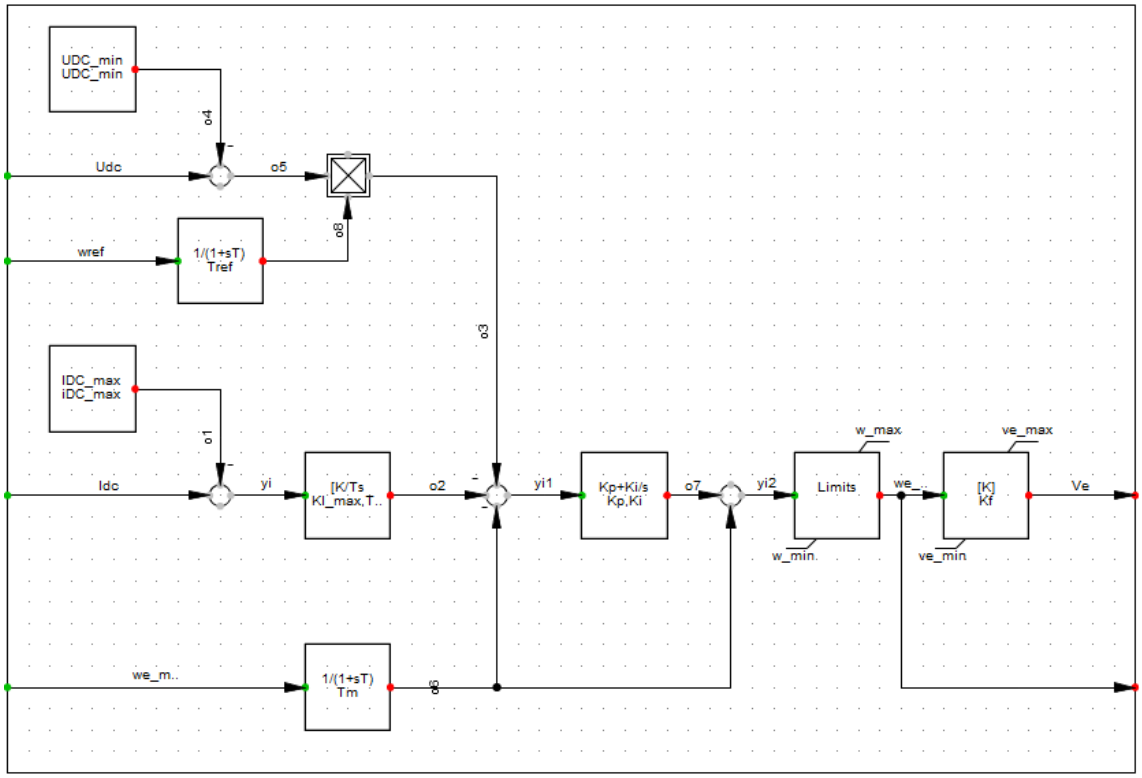


Tabla 3-4: Parámetros del modelo de carga LED.

Nombre parámetro	Valor	Unidad
Tp	0,05	s
Trv	0,02	s
Ddn	5	p.u.
db1	-0.0005	p.u.
db2	0.0005	p.u.
Dup	5	p.u.
n	0.7	[-]
C	0.8	[-]

- **Modelo de recursos energéticos distribuidos basados en tecnologías de generación no convencionales**: Para el modelo de los recursos energéticos distribuidos se utiliza la base desarrollada por la WECC para este tipo de fuentes. Este es el modelo presentado en la sección 2.1.2. Para garantizar que el desempeño de este modelo es el esperado se utiliza la herramienta REMV desarrollada por la EPRI [16].La parametrización de este modelo se presenta en la Tabla 3-5.

- **Modelo de baterías**: Las baterías deben ser consideradas tanto cargas del sistema (en el caso de baterías usadas para cargar otros dispositivos como celulares o vehículos eléctricos) como sistemas de generación (como servicios auxiliares). Para implementar estos modelos se toma como base la implementación del modelo WECC presentada en la sección anterior, con algunas modificaciones que permitan a este representar las dinámicas que se quieren estudiar en este trabajo. Estas se presentan a continuación:

    - Dado que el objeto de análisis son los sistemas de distribución y su impacto en la estabilidad y control de los sistemas de potencia, se eliminan el control de planta y el equivalente del conversor, y se modifica el control para que incluya las características propias de un sistema distribuido, como el presentado en la sección 2.1.2.

Tabla 3-5: Parámetros del modelo DER [17].

Nombre parámetro	Valor	Unidad	Nombre parámetro	Valor	Unidad
PfFlag	0	[-]	Vdip	0,9	p.u.
Thdl	0	[-]	Vup	1,1	p.u.
Iqfrz	0	[-]	Tiq	0,01	[s]
Tg	0,02	[-]	Tpord	0,01	[s]
VFlag	1	[-]	Kpg	1	[-]
dPmax	999	p.u./s	Kig	1	[-]
dPmin	-999	p.u./s	PqFlag	1	[-]
step	0,001	s	Imax	1,1	p.u.
Tp	0,05	s	Thdl2	0	[-]
Kqp	1	p.u.	Freq_flag	1	[-]
Kqi	0,1	p.u.	Iqrmin	-99	[-]

Kvp	20	p.u.	Qmin	-0,5	p.u.
Kvi	0,8	p.u.	Vmin	0,9	p.u.
QFlag	1	[-]	Iql1	1	p.u.
Freq_ref	1	[-]	Pmin	0	p.u.
Trv	0,02	s	femin	-99	[-]
Ddn	6	[-]	Iqrmax	99	[-]
db1	-0,0005	p.u.	rrpwr	2	[-]
db2	0,0005	p.u.	Qmax	0,5	p.u.
Dup	6	[-]	Vmax	1,1	p.u.
Kqv	0	p.u.	Iqh1	1	p.u.
fdbd1	-0,0005	[-]	Pmax	1	p.u.
fdbd2	0,0005	[-]	femax	99	[-]

- Para el caso de estudio en el que se evalúa el impacto del sistema de baterías como carga del sistema, se inhiben los lazos de control de frecuencia y tensión, y se restringe el modelo para que el generador estático acoplado solo absorba potencia activa.

- Para el escenario de impacto del sistema de baterías como servicios auxiliares, se activan todos los lazos de control y se permite tanto la entrega como absorción de potencia activa.

Los parámetros del modelo implementado se presentan en la Tabla 3-6.

Tabla 3-6: Parámetros del modelo de baterías [29].

Nombre parámetro	Valor	Unidad	Nombre parámetro	Valor	Unidad
PfFlag	0	[-]	Tiq	0,01	s
Thdl	0	[-]	Tpord	0,01	s
Iqfrz	0	[-]	Kpg	1	[-]
Tg	0,02	[-]	Kig	1	[-]
VFlag	1	[-]	PqFlag	1	[-]
dPmax	999	[pu/s]	Imax	1,1	p.u.
dPmin	-999	[pu/s]	Thdl2	0	[-]
step	0,001	s	Freq_flag	1	[-]
Tp	0,05	s	SOC_max	0,8	[-]
Kqp	1	p.u.	SOC_min	0,2	[-]
Kqi	0,1	p.u.	T	999	[-]
Kvp	20	p.u.	SOC_ini	0,5	[-]
Kvi	0,8	p.u.	Iqrmin	-99	[-]

QFlag	1	[-]	Qmin	-0,5	p.u.
Freq_ref	1	[-]	Vmin	0,9	p.u.
Trv	0,02	s	Iql1	1	p.u.
Ddn	6	[-]	Pmin	-1	p.u.
db1	-0,1	p.u.	femin	-99	[-]
db2	0,1	p.u.	Iqrmax	99	[-]
Dup	6	[-]	rrpwr	2	[-]
Kqv	0	p.u.	Qmax	0,5	p.u.
fdbd1	-0,0005	[-]	Vmax	1,1	p.u.
fdbd2	0,0005	[-]	Iqh1	1	p.u.
Vdip	0,9	p.u.	Pmax	1	p.u.
Vup	1,1	p.u.	femax	99	[-]

3.3 Conclusiones de sección

En esta sección se presenta el modelo compuesto de carga propuesto considerando las dinámicas electrónicas más relevantes de un sistema de potencia. Este fue definido siguiendo un proceso de modelamiento en el cual se define claramente el objetivo del mismo y las bases conceptuales que sustentan su selección.

En el próximo capítulo se llevaran a cabo análisis cuantitativos de estabilidad mediante la herramienta de simulación dinámica *DigSilent PowerFactory* y se analizaran cualitativamente los resultados para así verificar la respuesta del modelo propuesto y contrastarla con la respuesta del modelo de carga electrónica de potencia constante.

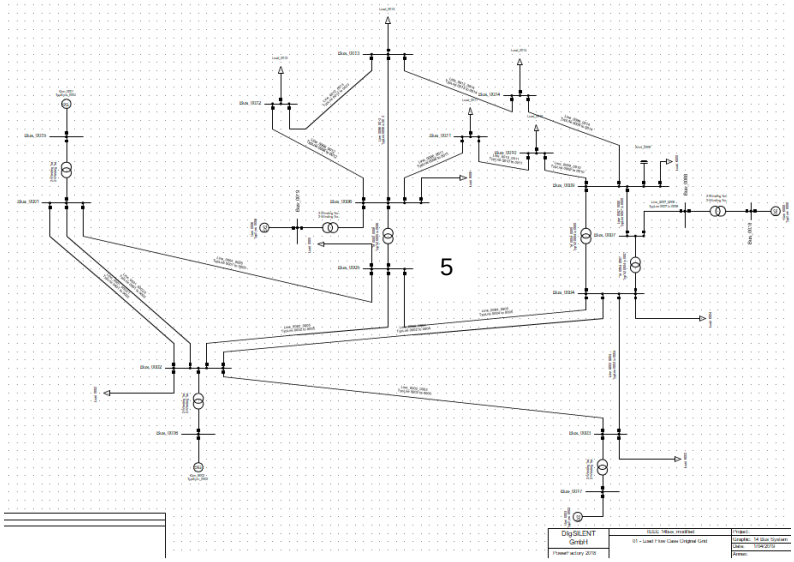
4. Caso de estudio

Una vez definido el nuevo modelo de carga propuesto que considera las dinámicas electrónicas de los sistemas de distribución, en este Capítulo se llevaran a cabo los análisis de estabilidad mediante simulación numérica. Para este fin, se presentará inicialmente la caracterización de las principales dinámicas de las cargas electrónicas a través de simulaciones en el dominio del tiempo en el sistema IEEE de 14 barras [38], comparando la respuesta de las variables del sistema ante diversas perturbaciones en tensión y frecuencia. Esta respuesta será contrastada con la del modelo de potencia constante, para así verificar las diferencias entre los dos métodos de modelamiento.

4.1 Descripción del sistema bajo estudio

El sistema seleccionado para evaluar el impacto del modelo de carga propuesto es el IEEE de 14 barras. Este sistema, en su forma original, se presenta en la Figura 4-1.

Figura 4-1: Sistema de prueba IEEE 14 barras



Los datos características de este sistema se presentan de la Tabla 4-1 a la Tabla 4-3.

Tabla 4-1: Información de las líneas de transmisión del sistema IEEE de 14 barras [38].

Nombre línea	Tensión nominal (kV)	r (Sbase) p.u.	x (Sbase) p.u.
Line_0001_0002/1	220	0,01938	0,05917
Line_0001_0002/2	220	0,01938	0,05917
Line_0001_0005	220	0,05403	0,2230401
Line_0002_0003	220	0,04699	0,19797
Line_0002_0004	220	0,05811	0,17632
Line_0002_0005	220	0,05695	0,17388
Line_0003_0004	220	0,06701	0,17103
Line_0004_0005	220	0,01335	0,04211
Line_0006_0011	132	0,09497997	0,1989
Line_0006_0012	132	0,12291	0,25581
Line_0006_0013	132	0,06615002	0,13027
Line_0007_0008	132	0	0,17615
Line_0007_0009	132	0	0,11001
Line_0009_0010	132	0,03181	0,0845
Line_0009_0014	132	0,12711	0,27038
Line_0010_0011	132	0,08204999	0,19207
Line_0012_0013	132	0,22092	0,19988
Line_0013_0014	132	0,17093	0,34802

Tabla 4-2: Capacidad de los generadores del sistema IEEE de 14 barras [38].

Nombre del generador	Terminal	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente
	Busbar	MW	Mvar	MVA
Gen_0001	Bus_0015	90	-16,9	91,57298
Gen_0002	Bus_0016	25	42,4	49,22154
Gen_0003	Bus_0017	50	23,4	55,20471
Gen_0006	Bus_0019	50	12,2	51,46688
Gen_0008	Bus_0018	40	17,4	43,62064
		Tensión	Factor de potencia	Tensión nominal
		p.u.		kV
Gen_0001	Bus_0015	1,06	0,9828227	132,
Gen_0002	Bus_0016	1,045	0,5079077	132,
Gen_0003	Bus_0017	1,01	0,9057198	132,
Gen_0006	Bus_0019	1,07	0,9714985	33,
Gen_0008	Bus_0018	1,09	0,9169972	11,

Tabla 4-3: Información de los transformadores del sistema IEEE de 14 barras [38].

Nombre	Terminal	Tensión nominal - Alta	Tensión nominal - Baja
		kV	kV
Trf_0004_0007	Bus_0004	220	132
Trf_0004_0009	Bus_0004	220	132
Trf_0005_0006	Bus_0005	220	132

Con el fin de evaluar el efecto de las dinámicas propias de la carga electrónica sobre el sistema IEEE de 14 barras, este fue modificado de la siguiente forma:

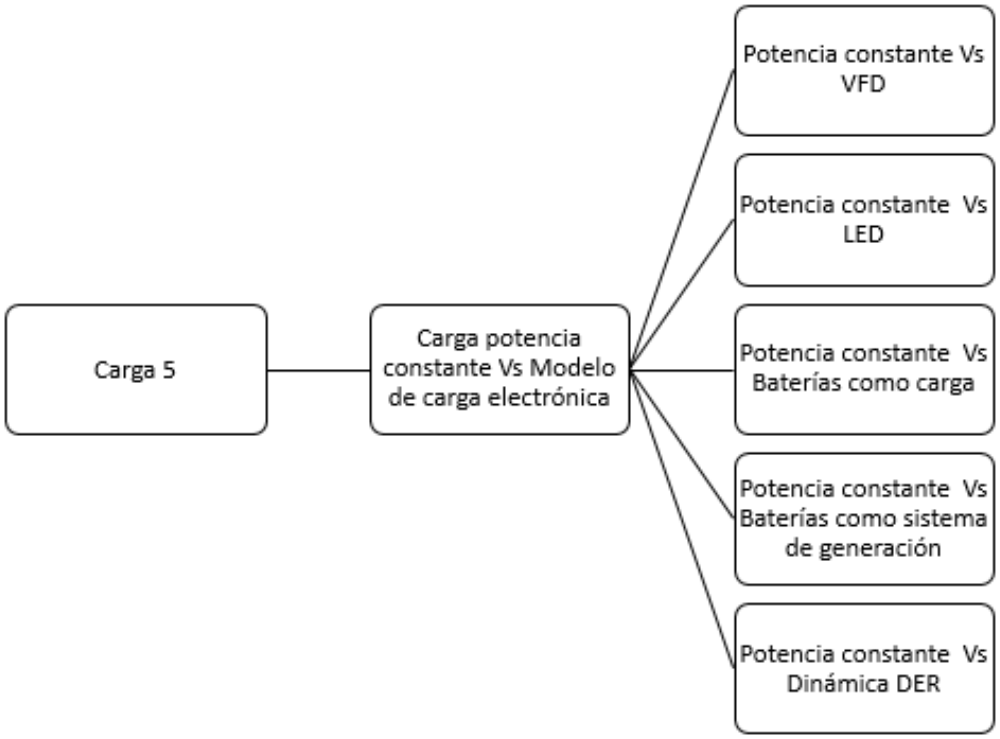
- Se adicionan sistemas de excitación y reguladores de velocidad a cada uno de los generadores del sistema de potencia. Estos están basados en los modelos típicos IEEE ST2C e IEEEG3 [39]. Adicionalmente se modifica el flujo de carga de tal forma que se cuente con 120 MW en la carga 5.

- Se reemplaza la carga 5 por el modelo de carga compuesto que incluye las dinámicas de las LED, VFD, Baterías y DER. Este sistema adaptado se presenta en la Figura 4-3.

4.2 Definición de los casos de estudio

En la se presenta la información de cada uno de los casos de estudio que serán analizados con el fin de determinar el efecto de incluir las diferentes dinámicas asociadas a la carga electrónica en el modelo compuesto y contrastarlo con la respuesta del sistema cuando estas se consideran de potencia constante. Para esto se considera que la carga está constituida de un 50% carga motórica y estática y 50% carga electrónica. Asimismo se busca evaluar el impacto que tiene considerar las cargas como promedios de demanda - generación y compararla con el impacto que estas tienen por separado. Para cada uno de los escenarios planteados en el diagrama de la se realizarán dos eventos diferentes: uno de frecuencia, causado por el disparo de la unidad de generación 2 y un evento de tensión causado por el disparo de la línea 2-5 (ver Figura 4-3).

Figura 4-2: Diagrama de casos de estudio.



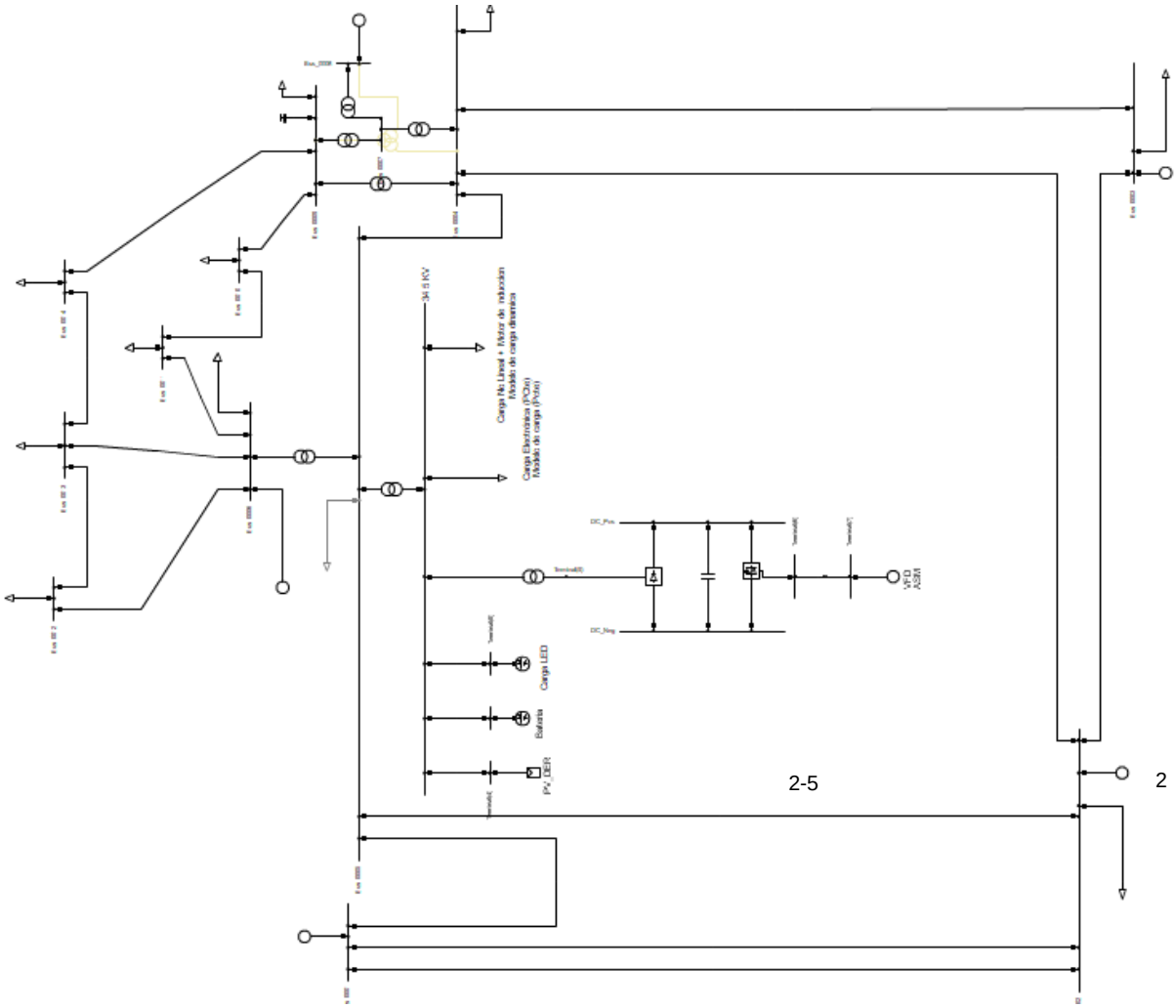
En las secciones siguientes se comenzará a evaluar el impacto de las dinámicas electrónicas, comparando el efecto de las mismas con una carga de potencia constante.

4.2.1 Evaluación del impacto del VFD

- Disparo de generación

Se asigna una carga equivalente de 60 MW para los motores con interfaz electrónica y 60 MW para carga compuesta de motores AC y estática. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control del VFD se presentan de la Figura 4-4 a Figura 4-6.

Figura 4-3: Sistema de prueba IEEE 14 barras adaptado



Como se puede observar en los resultados obtenidos, los motores controlados a través de reguladores de velocidad electrónicos también participan en el proceso de autorregulación, contribuyendo de este modo al control de frecuencia del sistema, ya que disminuyen de forma transitoria su potencia activa, disminuyendo de este modo el gradiente de caída de esta variable y su valor mínimo. Esta reducción se evidencia también en la potencia reactiva entregada por el conjunto (ver Figura 4-6) lo cual reduce el efecto de la caída de tensión en la barra de carga y disminuye el tiempo de recuperación de la misma, tal como se observa en la Figura 4-5. Este último fenómeno no se observa en los equivalentes de motores trifásicos presentados en la sección anterior, comprobando que estos no capturan las mismas dinámicas que un sistema con interfaz electrónica.

Figura 4-4: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD

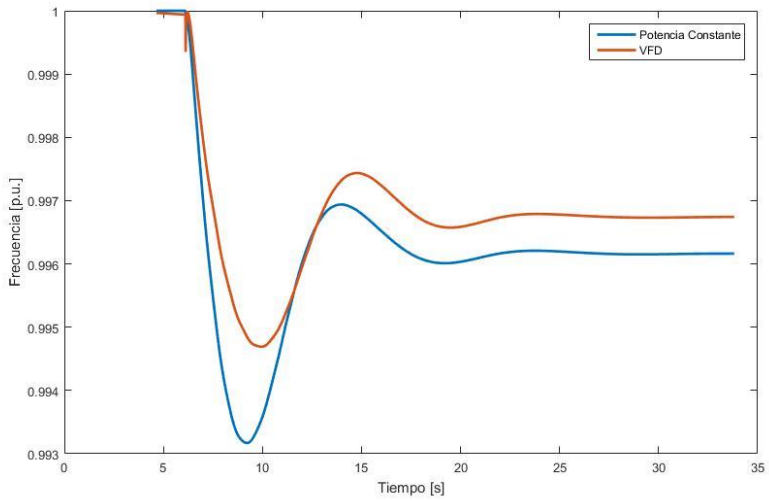
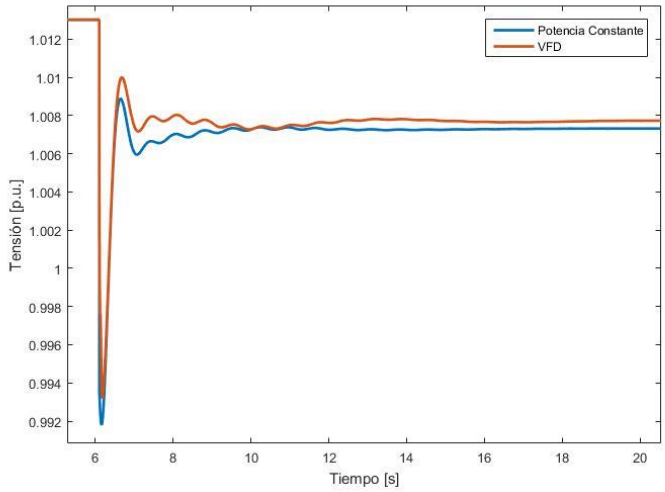


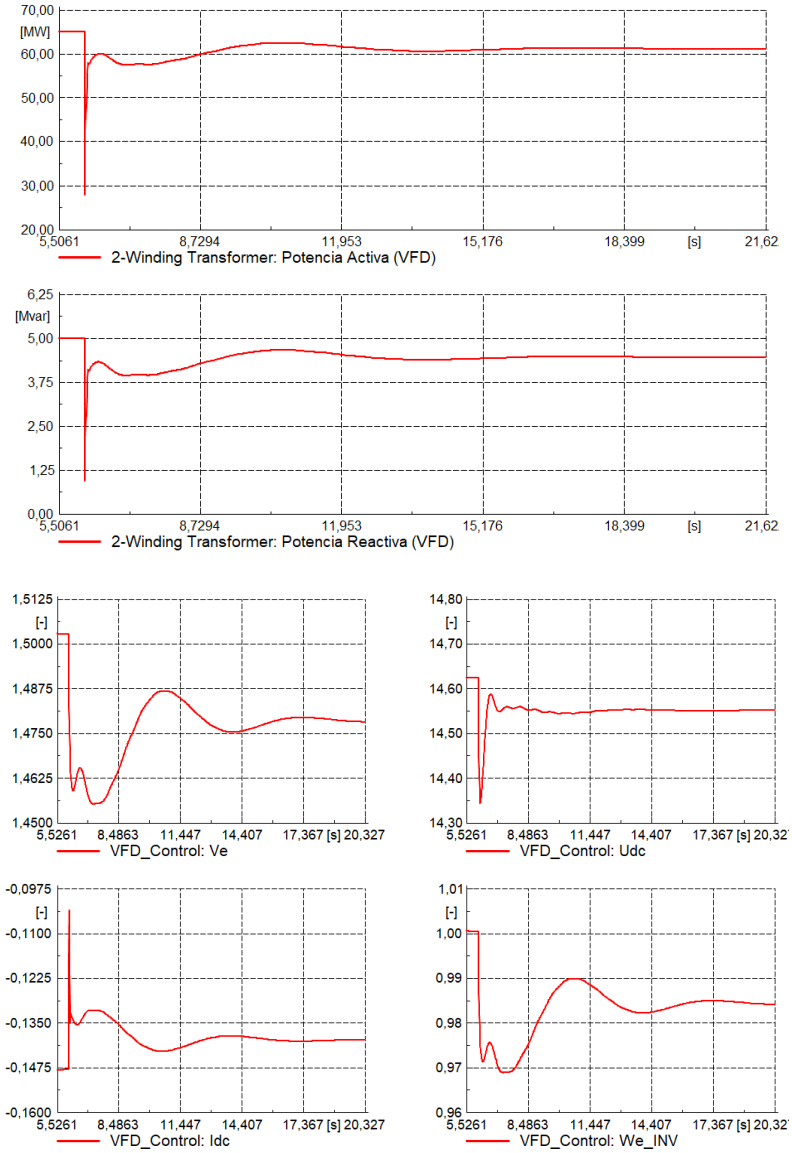
Figura 4-5: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD



Asimismo, se observa que el efecto de la conmutación en el lado de directa genera un transitorio en la respuesta de los motores que no se presenta en la carga trifásica dado que esta no tiene incluidas las dinámicas rápidas de los sistemas electrónicos. Este sobre

impulso puede ser corregido con el valor de la capacitancia de la línea de directa que hace las veces de filtro pasa bajos en este enlace.

Figura 4-6: Respuesta del sistema de control del VFD ante el evento de frecuencia



- Disparo de línea de transmisión

Partiendo del mismo escenario utilizado para recrear el evento en frecuencia, se procede con el disparo súbito de la línea de transmisión 2-5. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control del VFD se presentan de la Figura 4-7 a la Figura 4-9.

Figura 4-7: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs VFD

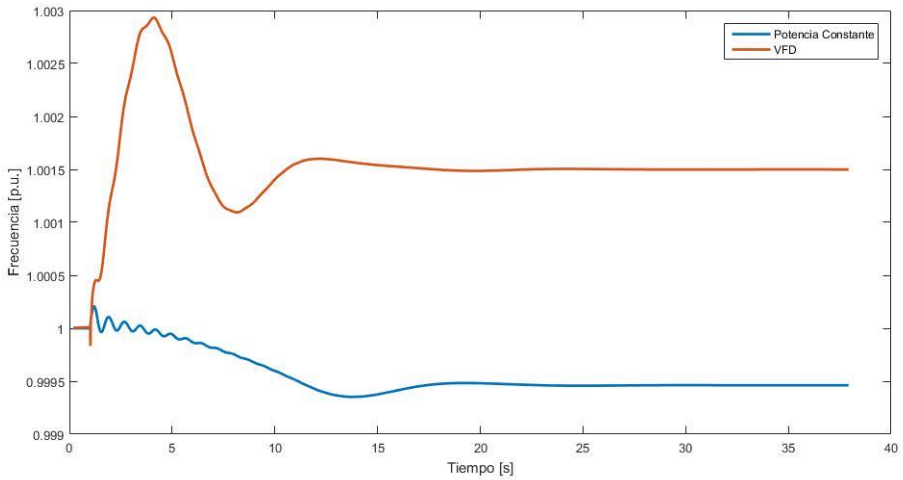


Figura 4-8: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs VFD

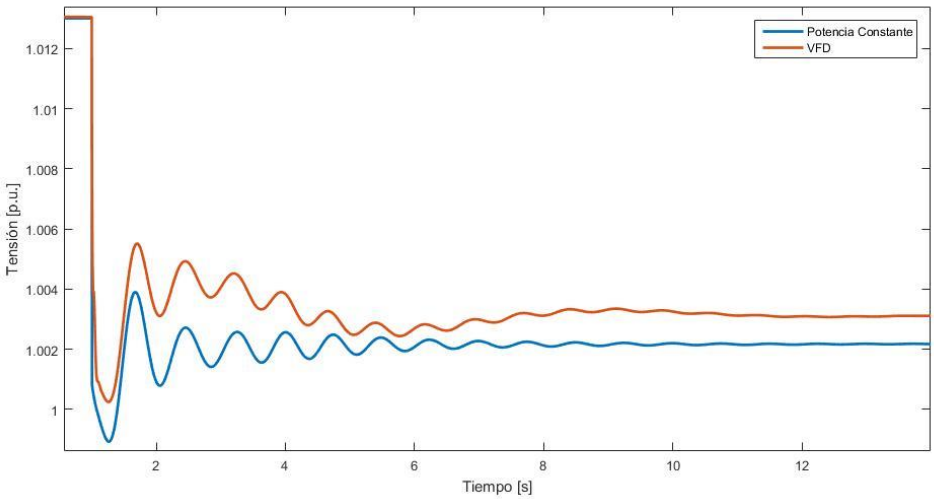
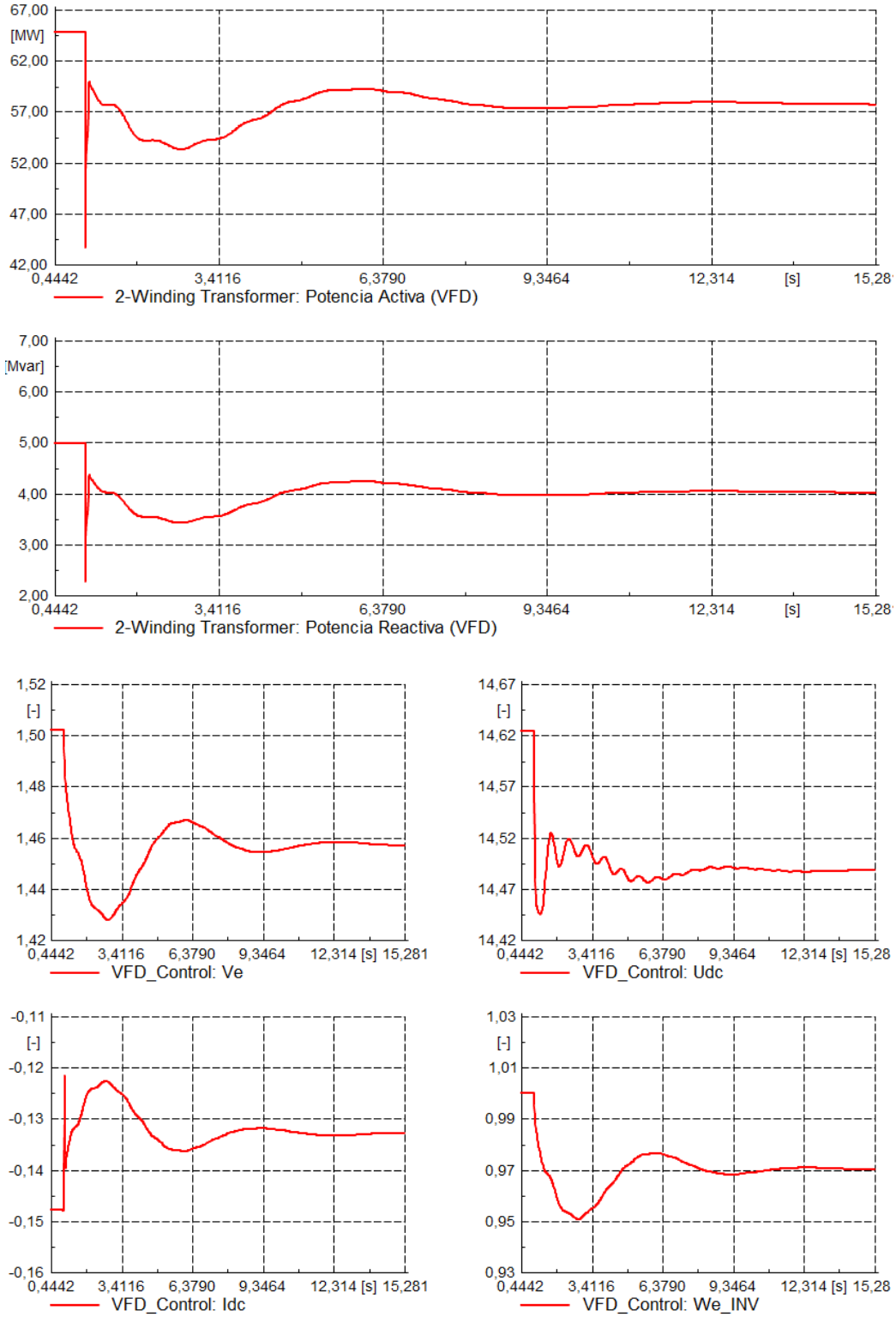


Figura 4-9: Respuesta del sistema de control del VFD ante el evento de tensión



Al igual que en la sección anterior, el regulador electrónico de velocidad responde ante la fluctuación de la tensión con la disminución de la potencia activa y reactiva absorbida por el agregador de motores. En este caso el efecto de disminución en la potencia activa tiene un efecto significativo en la frecuencia que no se observa en motores de inducción con conexión directa a la red, fenómeno que si se presenta en este caso debido a la acción del controlador que al presentarse el colapso de tensión debe disminuir tanto la velocidad de giro como la tensión en terminales del motor en aras de preservar su relación de voltaje y frecuencia, evitando de este modo sobreflujos y pérdida de torque.

Asimismo, el efecto del control de la potencia reactiva consumida por los elementos electrónicos tiene un impacto en los tiempos de respuesta de la tensión en la barra de carga, reduciendo su depresión máxima y disminuyendo su tiempo de estabilización.

4.2.2 Evaluación del impacto de las cargas LED

- Disparo de generación

Se asigna una carga equivalente de 60 MW para carga tipo LED y 60 MW para carga compuesta de motores AC y estática. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de iluminación LED se presentan de la Figura 4-10 a la Figura 4-12. En estas figuras se presenta la respuesta del sistema cuando se activan las no linealidades del sistema de control (límite de iluminación) y la respuesta cuando se cuenta con holgura suficiente para ejecutar la orden del sistema de control.

Se observa en la Figura 4-10 que la disminución en potencia activa de las cargas LED con capacidades de respuesta de demanda afecta el comportamiento de la frecuencia, en este caso reduciendo el valor mínimo de la misma y contribuyendo positivamente a la estabilidad del sistema. Este efecto se puede ver afectado cuando se activa la no linealidad del control en el umbral de iluminación mínimo, por lo que importante coordinar dichos controles y considerar su contribución máxima en la planeación del sistema, para así no quedar sin margen de regulación ante situaciones críticas.

Figura 4-10: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs LED

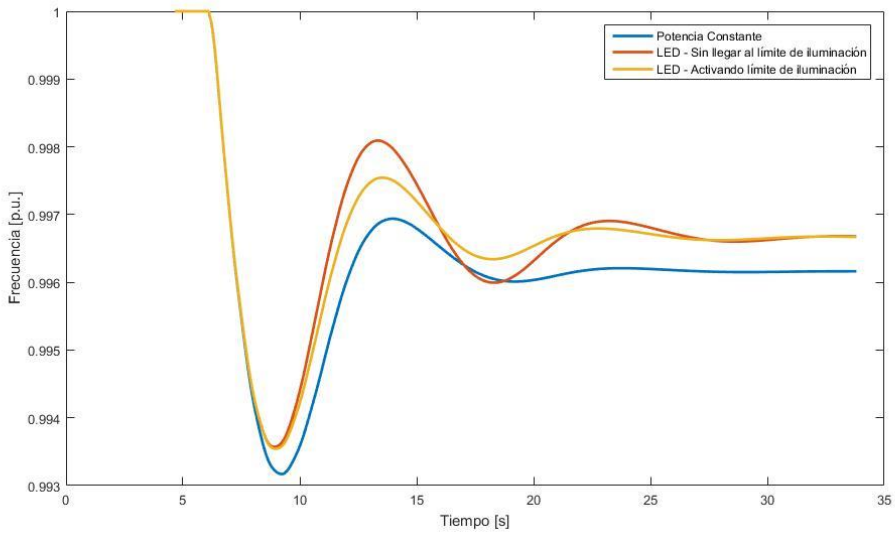


Figura 4-11: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs VFD

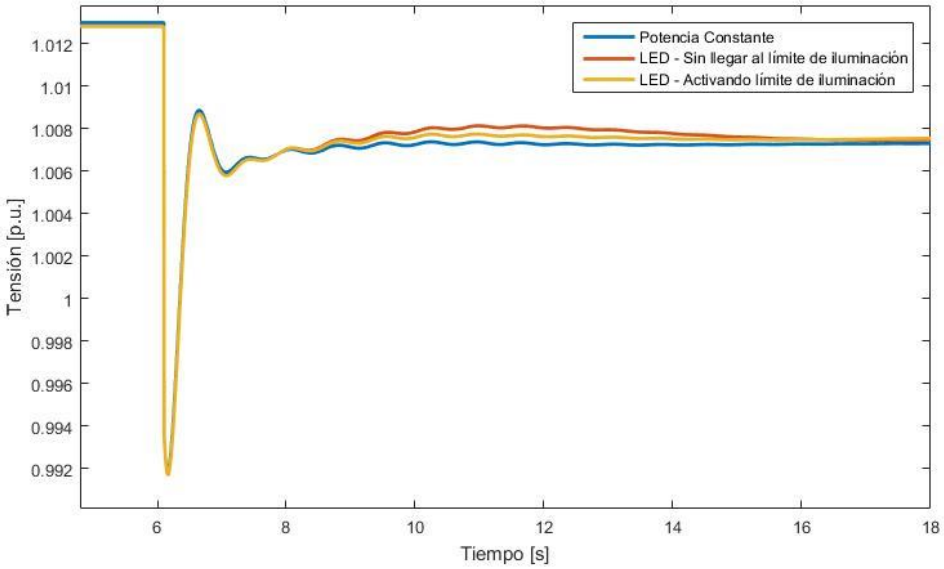
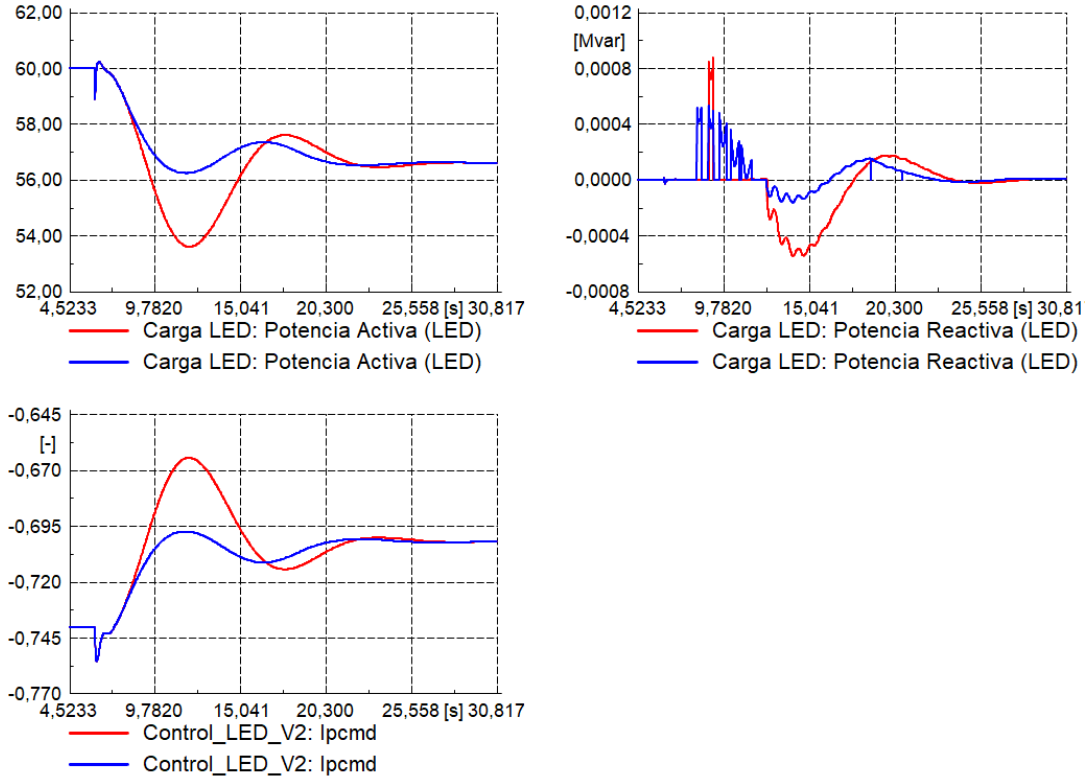


Figura 4-12: Respuesta del sistema de iluminación LED ante el evento de frecuencia



En cuanto a la dinámica de la tensión, se observa que esta también se ve afectada por la dinámica de los sistemas LED, generando una subida de tensión transitoria cuando se produce el evento en frecuencia como consecuencia de la disminución en la potencia activa. Este fenómeno se acentúa un poco más cuando no se activan los límites de iluminación, ratificando la necesidad de definir los esquemas necesarios para su adecuada coordinación.

- Disparo de línea de transmisión

Bajo las mismas condiciones, se simula el disparo súbito de la línea de transmisión 2-5. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control del sistema de iluminación LED se presentan de la Figura 4-13 a la Figura 4-15.

Figura 4-13: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs LED

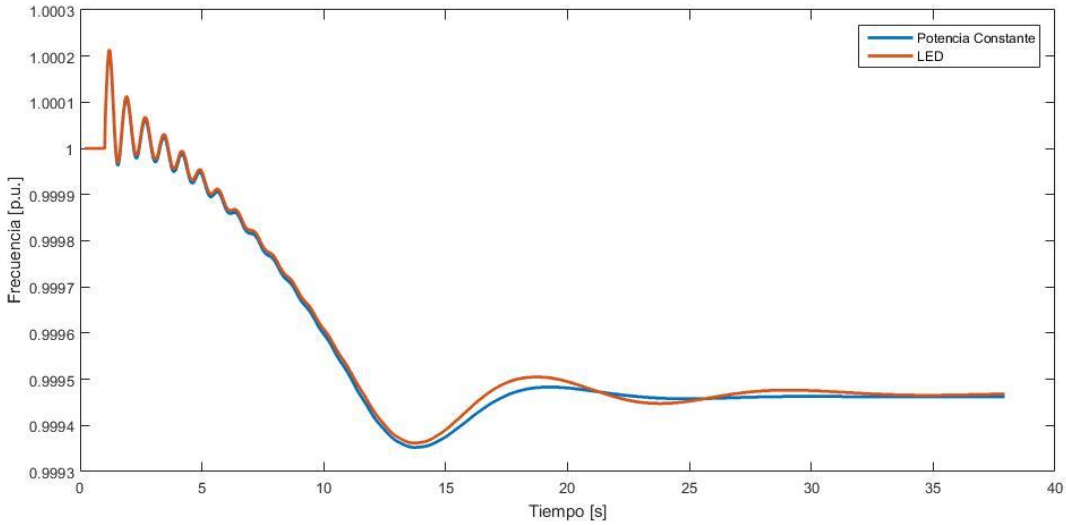


Figura 4-14: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs LED

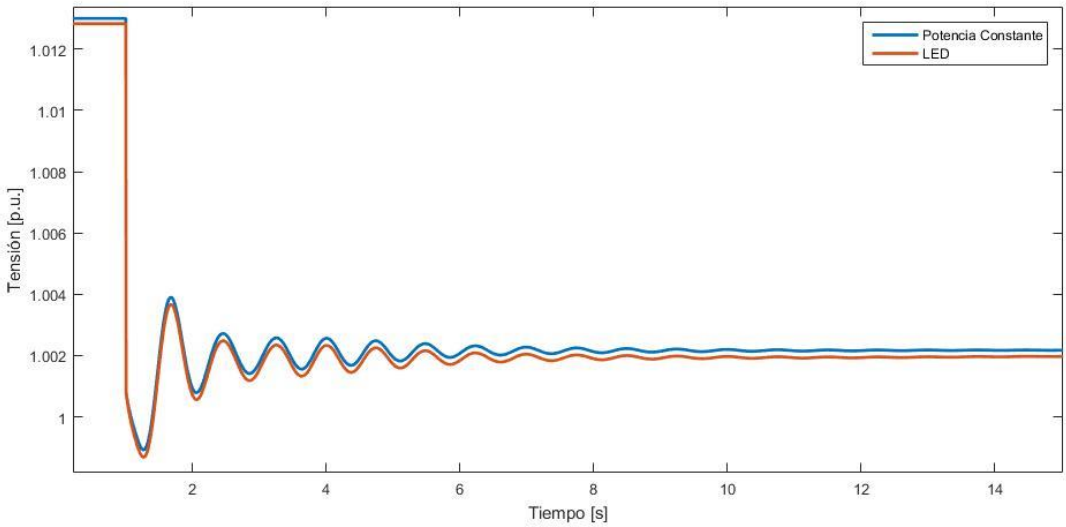
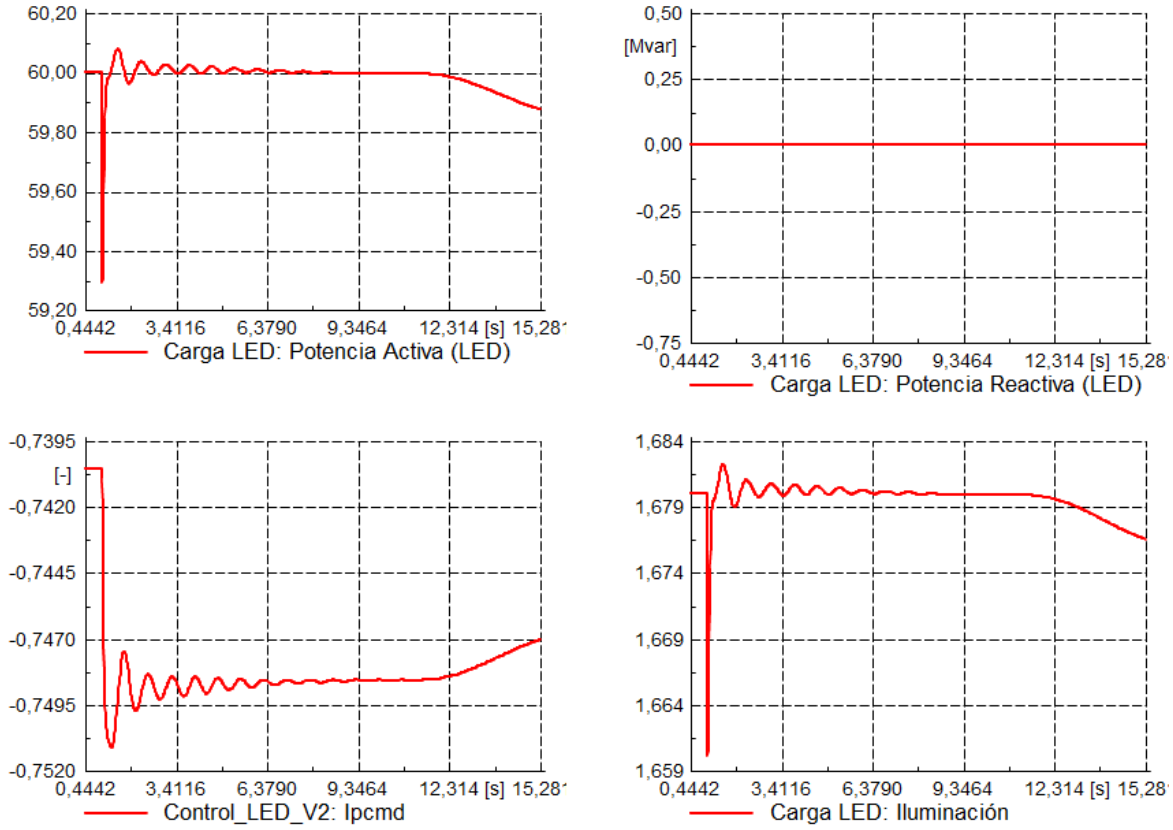


Figura 4-15: Respuesta del sistema de iluminación LED ante el evento de tensión



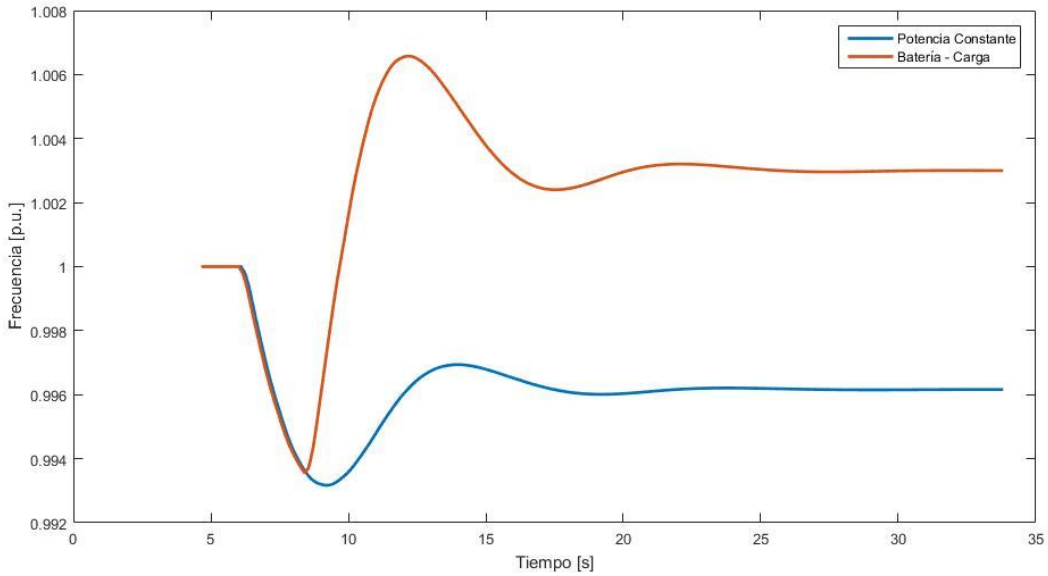
En este escenario se observa que el efecto de la carga LED no es significativo en la dinámica de la tensión ya que no se produce un cambio en la potencia reactiva de la carga. Para el caso de la frecuencia, se observa un comportamiento similar al presentado en la sección anterior para el evento de frecuencia.

4.2.3 Evaluación del impacto de la batería como carga

- Disparo de generación

Se asigna una carga equivalente de 60 MW para el sistema de baterías y 60 MW para carga compuesta de motores AC y estática. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control sistema de baterías se presentan de la Figura 4-16 a la Figura 4-18.

Figura 4-16: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Carga)



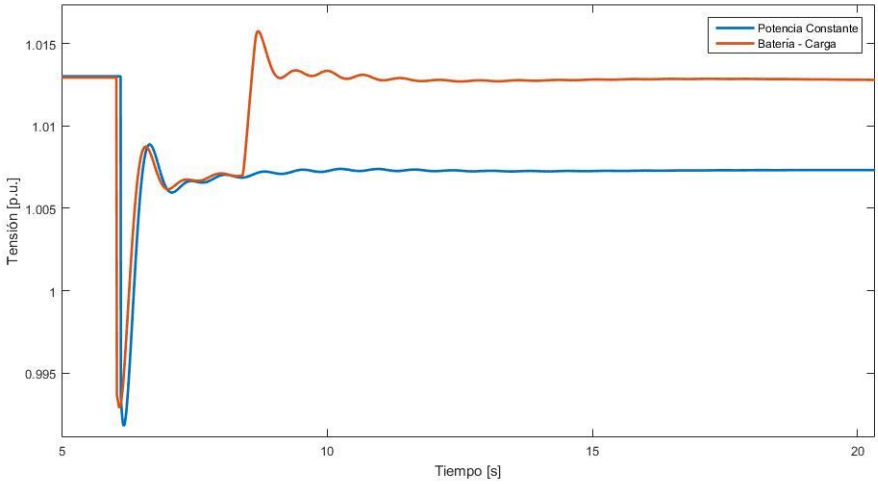
Para este tipo de carga, el fenómeno más importante está asociado al efecto de conmutación automático que se da cuando múltiples baterías alcanzan la carga máxima simultáneamente.

En este caso se parametrizó el lazo de control de carga de tal forma que la desconexión se produjera durante la caída transitoria de la frecuencia, efecto que puede observarse en la Figura 4-16.

El efecto de la desconexión súbita de la carga causa una excursión de la frecuencia por encima de su valor nominal, efecto que se ve acentuado en este caso debido al tamaño del sistema de potencia bajo estudio. En un sistema real, este efecto se reflejaría como una mejora en el nadir de la frecuencia en caso de que ocurriese durante el transitorio del evento.

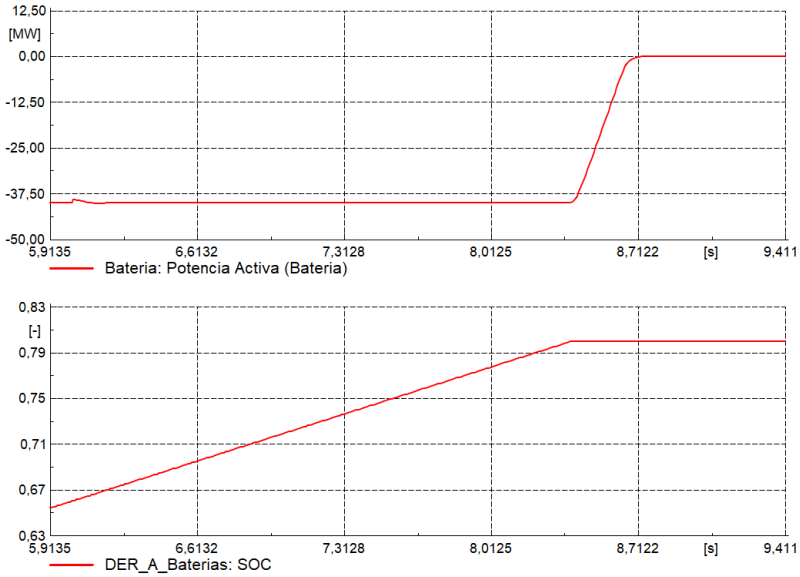
Este fenómeno de conmutación debe ser tenido en cuenta al momento de modelar de carga, ya que bancos de gran magnitud, como los utilizados para la carga de vehículos eléctricos, podrían introducir fenómenos de sobre-frecuencia que podrían afectar la estabilidad del sistema de potencia.

Figura 4-17: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Carga)



Este cambio súbito en la potencia activa consumida también se refleja en la dinámica de la tensión en la barra de carga, en la cual se presenta un transitorio de sobre-tensión en el instante de la conmutación, tal como se observa en la Figura 4-17.

Figura 4-18: Respuesta del sistema de batería (carga) ante el evento de frecuencia



- Disparo de línea de transmisión

Bajo las mismas condiciones de composición de carga, se procede a evaluar el efecto producido por la desconexión súbita de la línea de transmisión 2-5. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control del sistema baterías se presentan de la Figura 4-19 a la Figura 4-21.

Figura 4-19: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Carga)

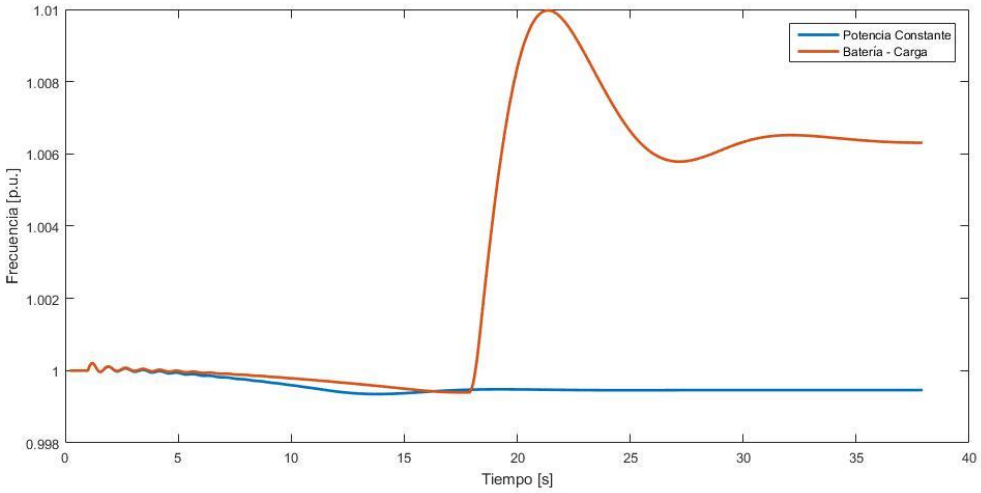


Figura 4-20: Respuesta de la tensión medida en la barra de carga ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Carga)

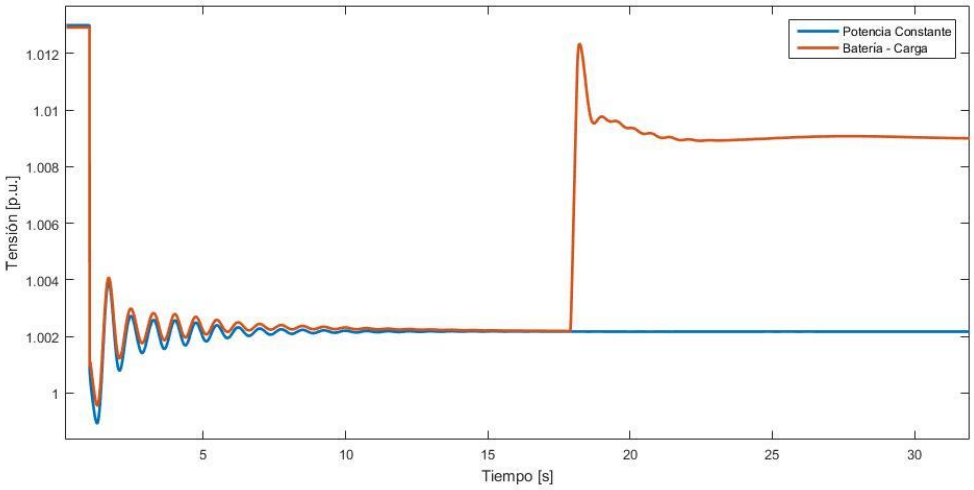
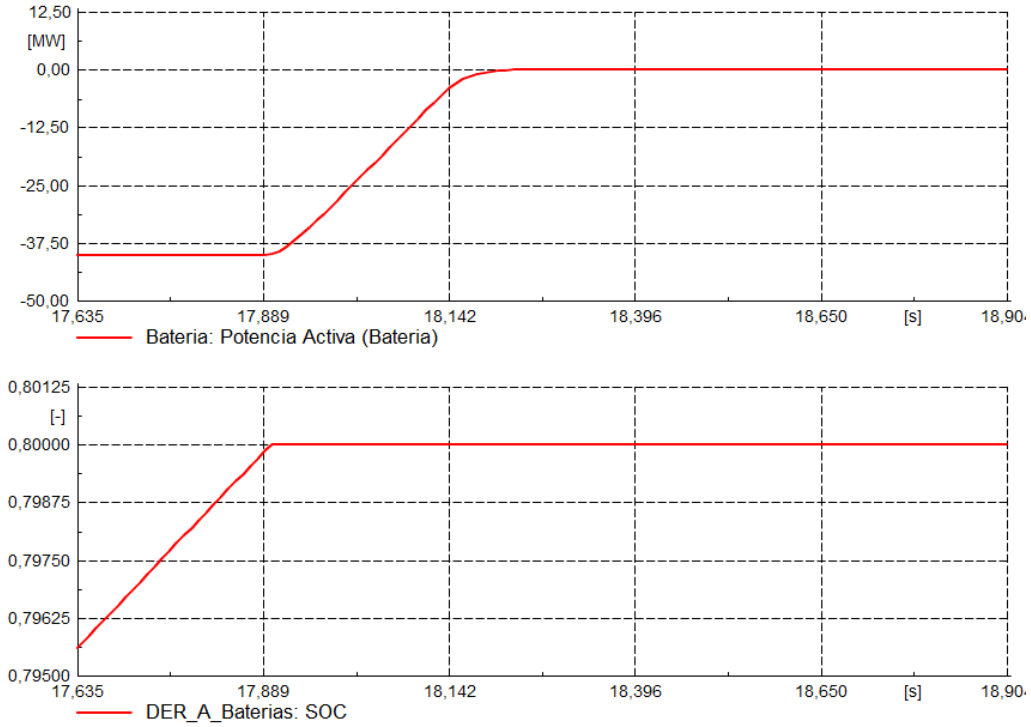


Figura 4-21: Respuesta del sistema de batería (carga) ante el evento de tensión



Al igual que en el análisis del evento de frecuencia analizado en la sección anterior, el efecto de la conmutación automática de la carga causa excursiones positivas de la frecuencia y de la tensión debido a la diminución repentina en la potencia activa.

4.2.4 Evaluación del impacto de la batería como generador

- Disparo de generación

Se asigna una generación a través de baterías de 40 MW y 160 MW para carga compuesta de motores AC y estática, manteniendo de este modo constante la demanda neta de la carga 5 (120 MW). En este caso de estudio se evalúan dos estados de carga diferente para el sistema de baterías: uno en el que se cuenta con carga suficiente para responder al evento del sistema y otro en el que el estado de carga inicial causa una desconexión súbita durante el evento. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control de las baterías se presentan de la Figura 4-22 a la Figura 4-24.

Figura 4-22: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Generador)

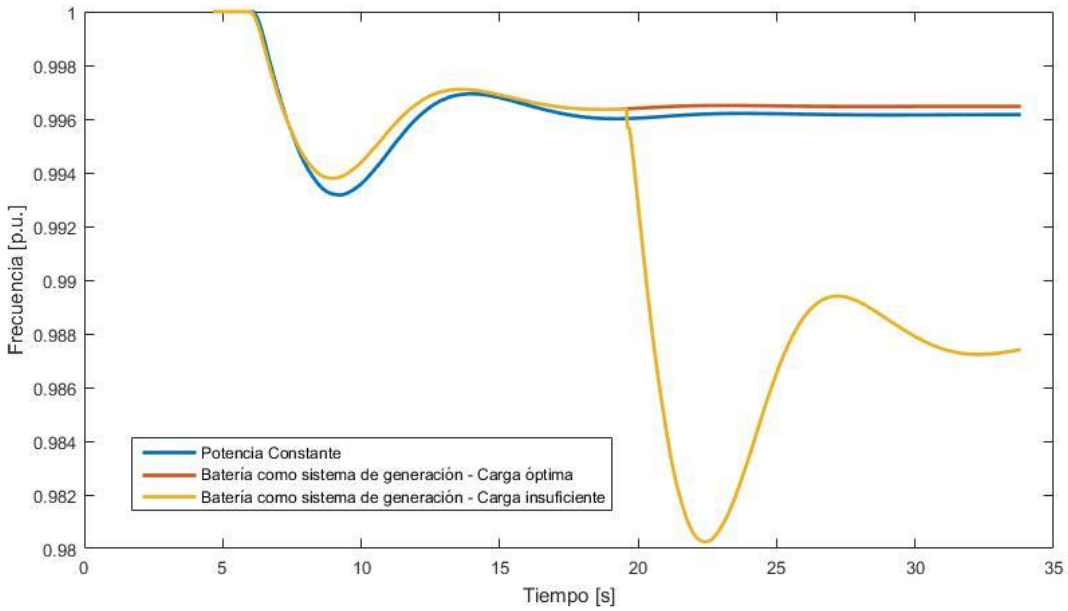


Figura 4-23: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs Batería (Generador)

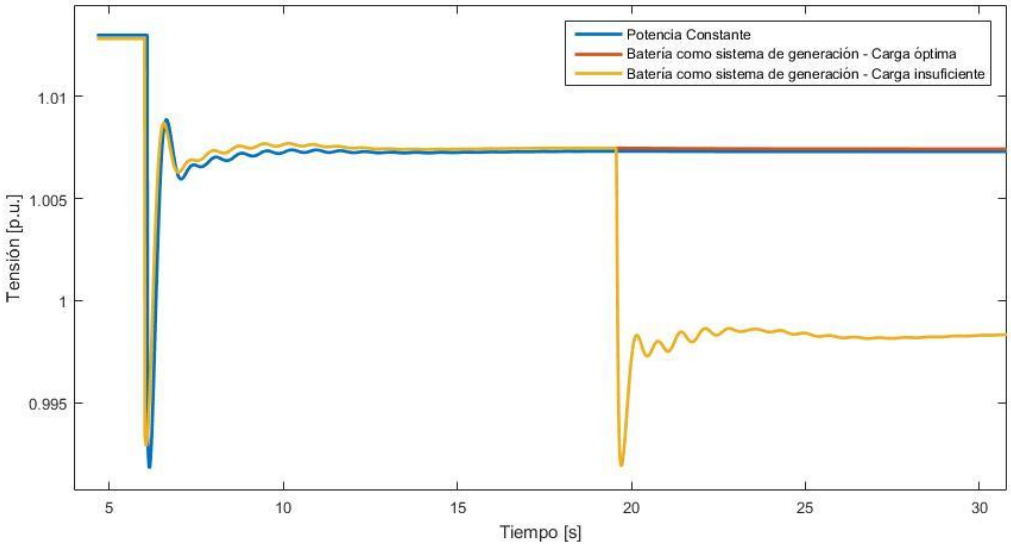
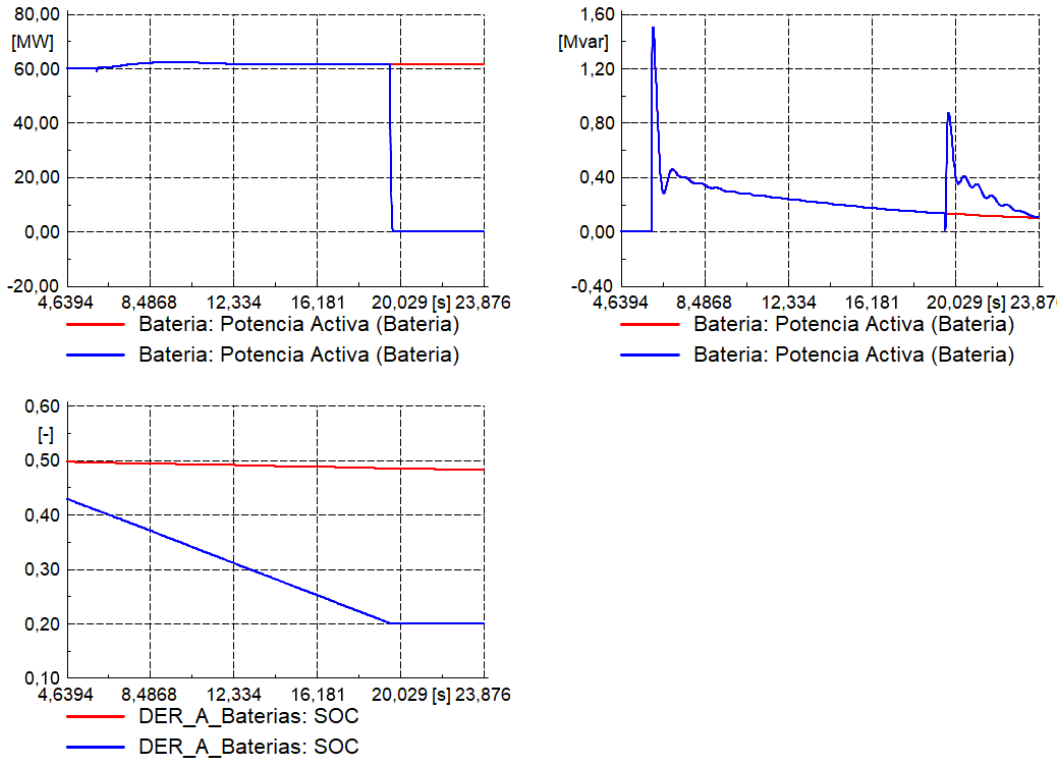


Figura 4-24: Respuesta del sistema de batería (generador) ante el evento de frecuencia



Al contar con un nivel de carga óptimo, el sistema de generación basado en baterías contribuye con el mejoramiento de la estabilidad en frecuencia del sistema, ya que complementa la respuesta en frecuencia de los generadores síncronos.

Sin embargo, no contar con un adecuado estado de carga puede causar una desconexión súbita del banco de baterías, lo cual en ciertos escenarios podría causar una caída transitoria más grave que la que se dio inicialmente, deteriorando de este modo la calidad de la frecuencia del sistema, tal como se evidencia en la Figura 4-22.

Esta diminución temporal de la potencia activa causa también una depresión súbita en la tensión de la barra de carga, lo cual puede llevar a la actuación de protecciones y a la desconexión de otros activos del sistema (Figura 4-24), por lo cual se hace necesario contar con esquemas de control que suavicen esta caída de potencia o que agreguen condicionales adicionales a la lógica de reducción de potencia por alcance del límite de carga.

Vale resaltar que a pesar de que se reduce a 0 la potencia activa de la batería debido a la activación del esquema de máxima carga, esta es capaz de seguir contribuyendo con el control de tensión a través de la inyección de reactivos, tal como se evidencia en la Figura 4-24.

- Disparo de línea de transmisión

Con el mismo despacho utilizado en el caso anterior, se procede a evaluar el efecto producido por la desconexión súbita de la línea de transmisión 2-5. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control del sistema baterías se presentan de la Figura 4-25 a la Figura 4-27.

Al igual que en el caso anterior, en este escenario se evidencia una mejora en la respuesta dinámica del sistema en presencia del sistema de baterías cuando se cuenta con niveles óptimos de estado de carga y una afectación en el escenario crítico en el que las baterías se descarguen durante la ejecución de sus acciones de control.

Figura 4-25: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Generador)

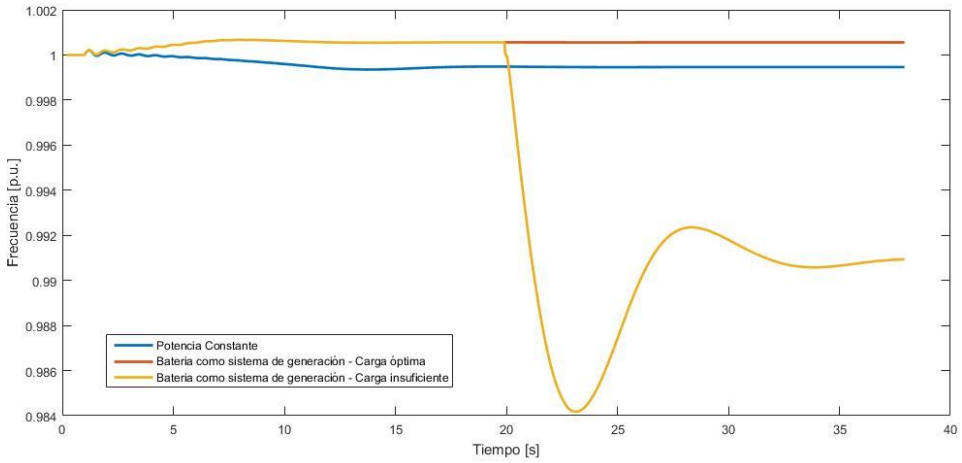


Figura 4-26: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs Batería (Generador)

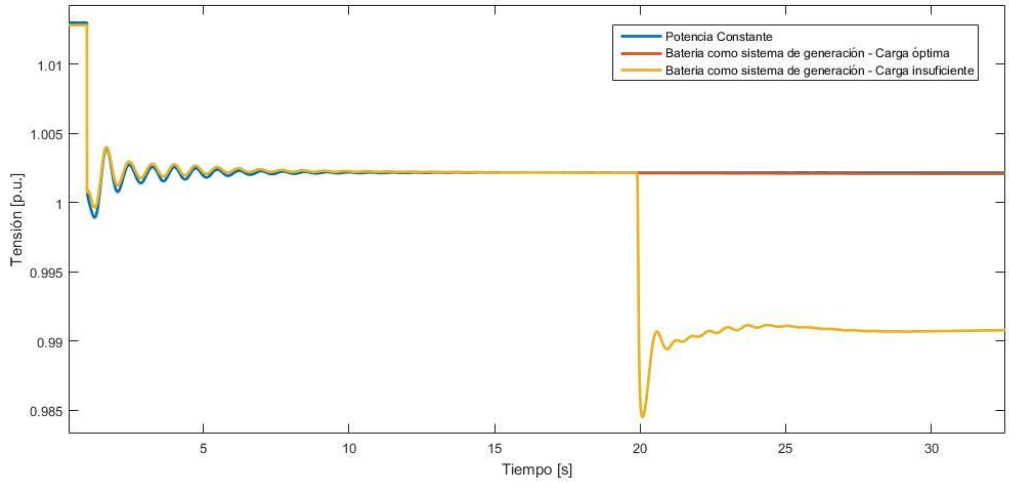
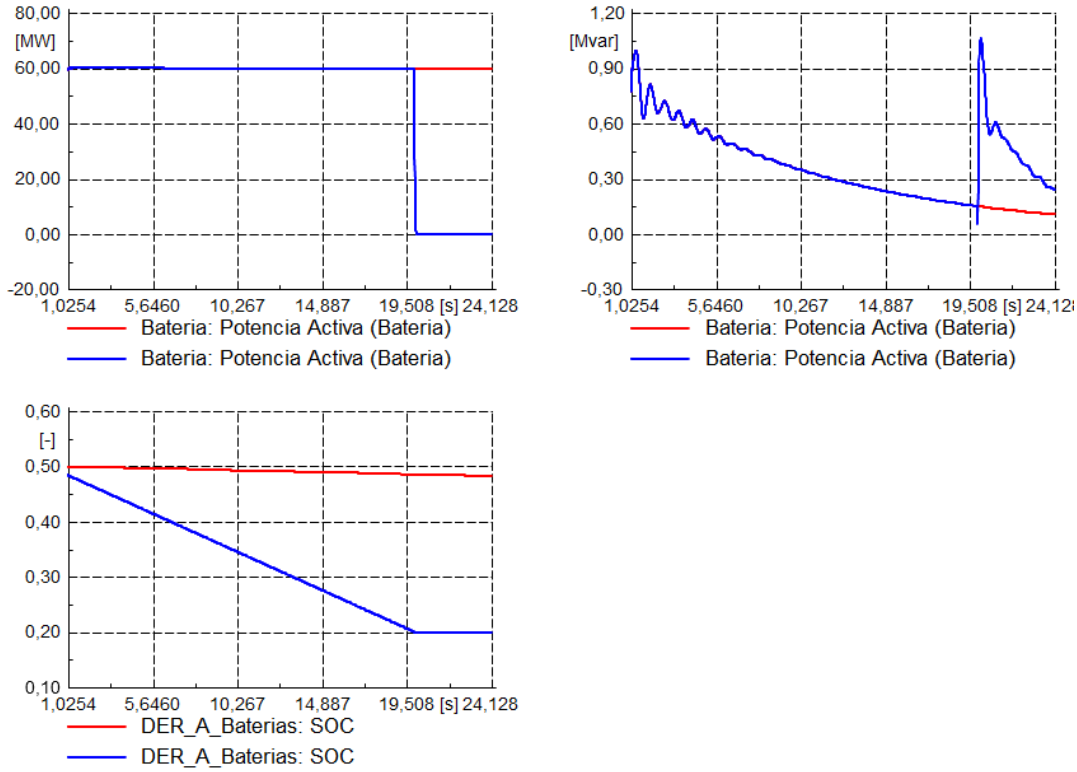


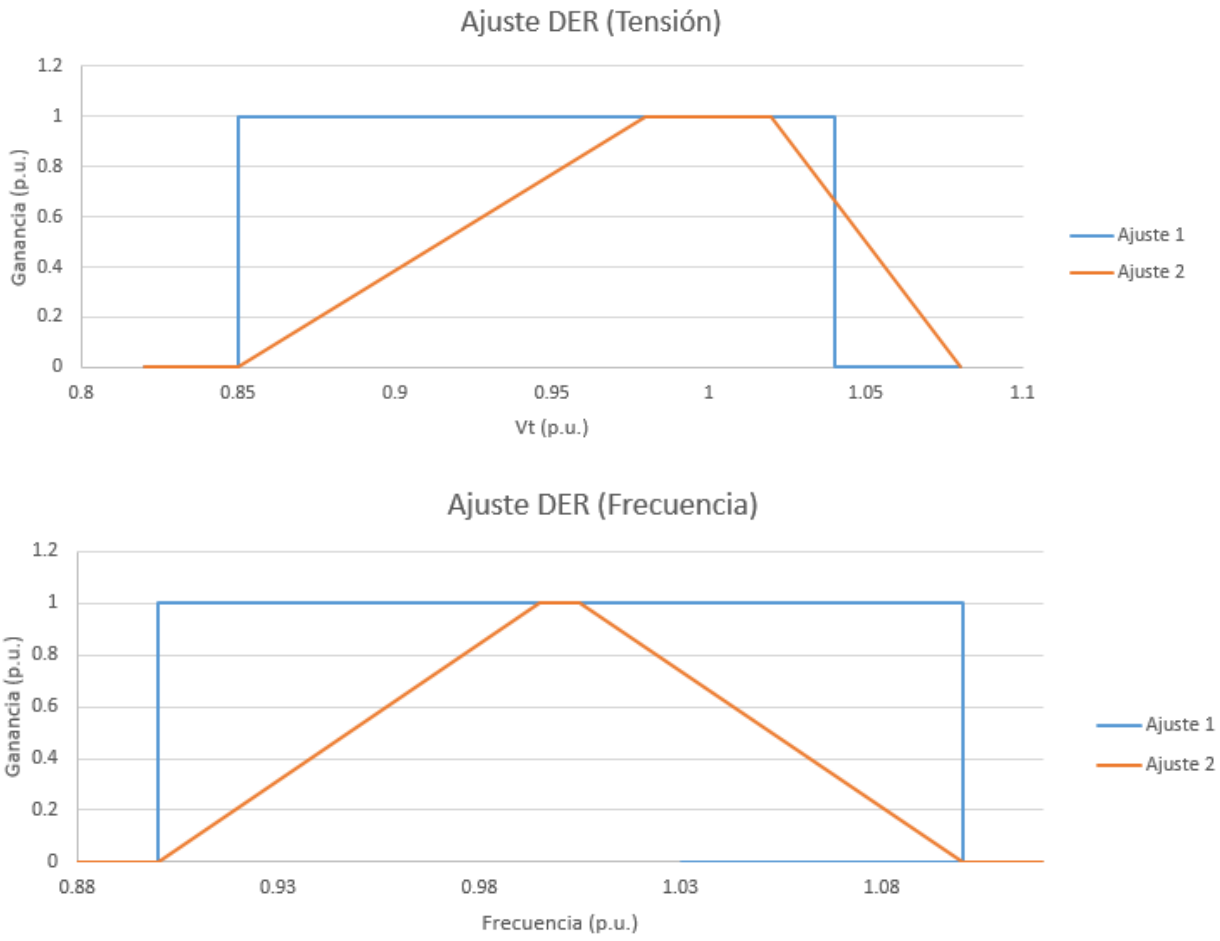
Figura 4-27: Respuesta del sistema de batería (generador) ante el evento de tensión



4.2.5 Evaluación del impacto de los recursos energéticos distribuidos

Para evaluar el impacto de las dinámicas propias de los recursos energéticos distribuidos se realizarán los mismos dos eventos ejecutados en las secciones anteriores, variando el bloque que define el porcentaje de sistemas de generación que son desconectados ante un evento de frecuencia o tensión en la red. En este estudio, se consideran dos características para este bloque: una binaria, en la que se desconectan todos o ningún recurso de generación y otra parcial en la que según la fluctuación de la variable de interés (frecuencia o tensión) se produce la desconexión de un determinado porcentaje de generación. Estas características se presentan en la Figura 4-28.

Figura 4-28: Ajustes a las ganancias de tensión y frecuencia de las DER



- Disparo de generación

Se asigna una generación distribuida de 40 MW y 160 MW para carga compuesta de motores AC y estática, manteniendo de este modo constante la demanda neta de la carga 5 (120 MW). La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control de los recursos energéticos distribuidos se presentan de la Figura 4-29 a la Figura 4-31, modificando la ganancia del bloque de respuesta en frecuencia y tensión tal como se muestra en la Figura 4-28.

Figura 4-29: Respuesta en frecuencia ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs DER

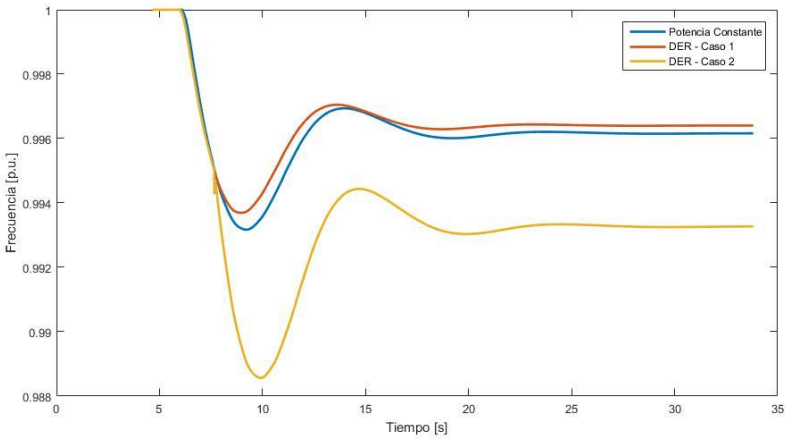


Figura 4-30: Respuesta en tensión ante disparo de unidad de generación – Pcte Vs DER

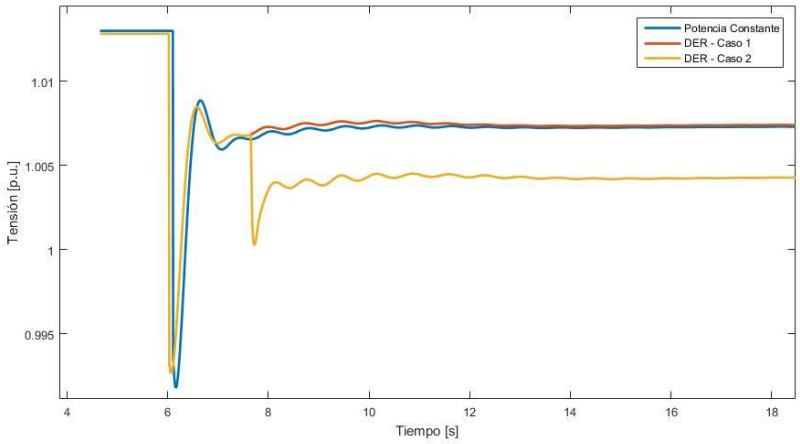
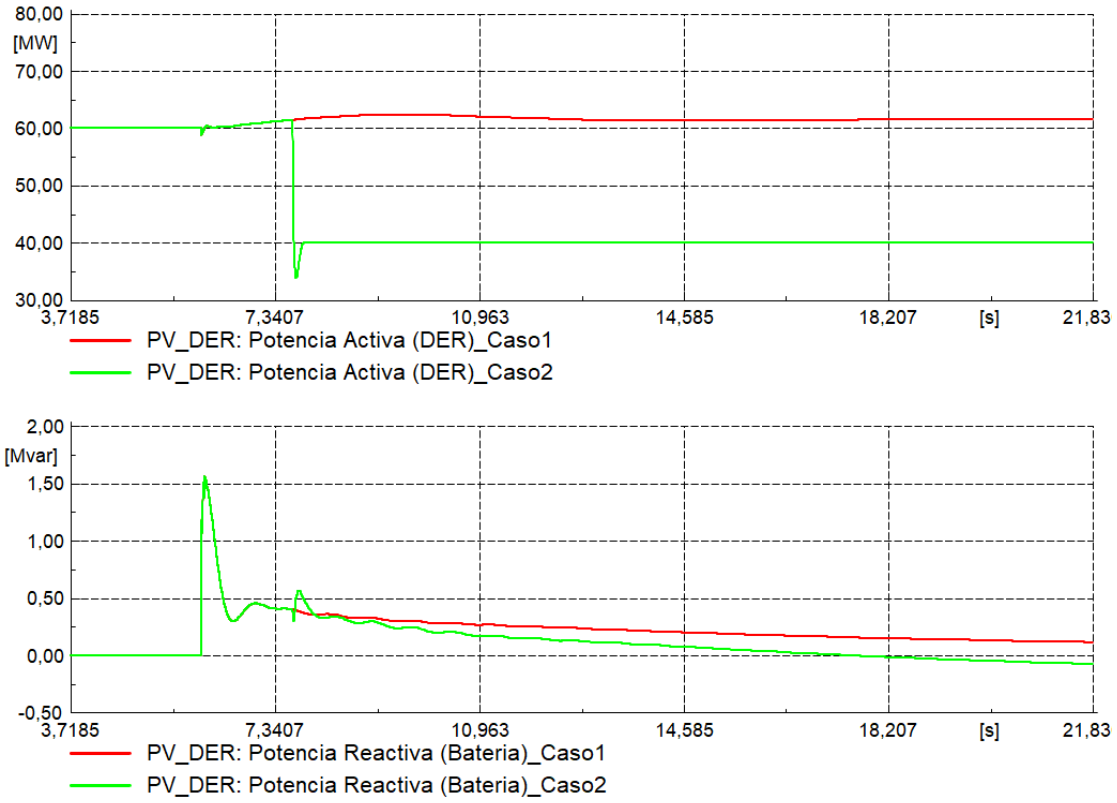


Figura 4-31: Respuesta DER ante el evento de frecuencia



Como puede observarse en la Figura 4-32, cuando se habilitan los recursos energéticos distribuidos para la prestación del servicio de regulación de frecuencia, estos pueden contribuir de forma positiva a la estabilidad transitoria del sistema. Sin embargo, una inadecuada coordinación en las protecciones y sistemas de control de estos generadores puede llevar a una desconexión masiva de una cantidad significativa de generación, lo cual va en detrimento de la calidad de la frecuencia y en consecuencia afecta la tensión en la barra de carga, generando una caída transitoria en la misma, tal como se observa en la Figura 4-30.

- Disparo de línea de transmisión

Continuando con las condiciones del caso anterior, se procede a evaluar el efecto producido por la desconexión súbita de la línea de transmisión 2-5. La frecuencia del sistema, la respuesta en tensión de la barra de carga y la respuesta del sistema de control

se presentan de la Figura 4-32 a la Figura 4-34, utilizando el ajuste de la ganancia de frecuencia y tensión presentada en la Figura 4-28.

Figura 4-32: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs DER

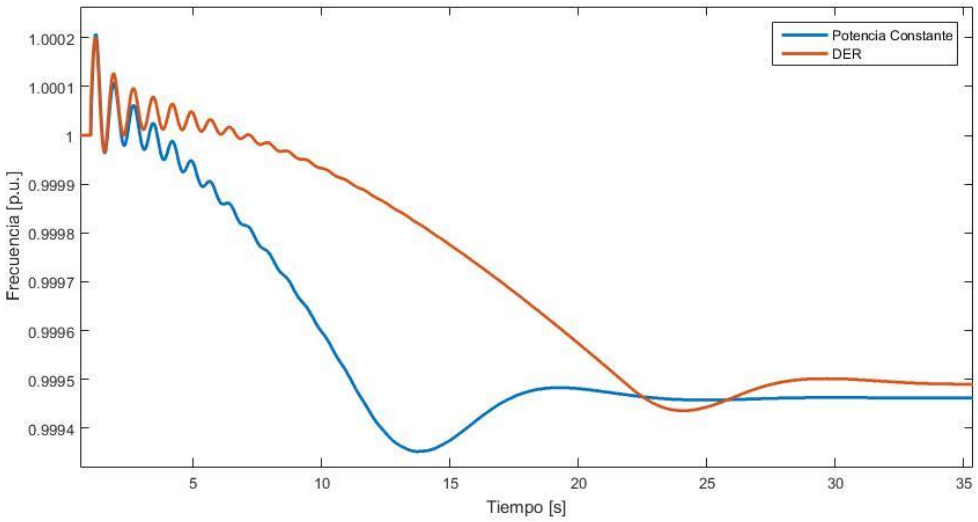


Figura 4-33: Respuesta en frecuencia ante disparo de línea de transmisión – Pcte Vs DER

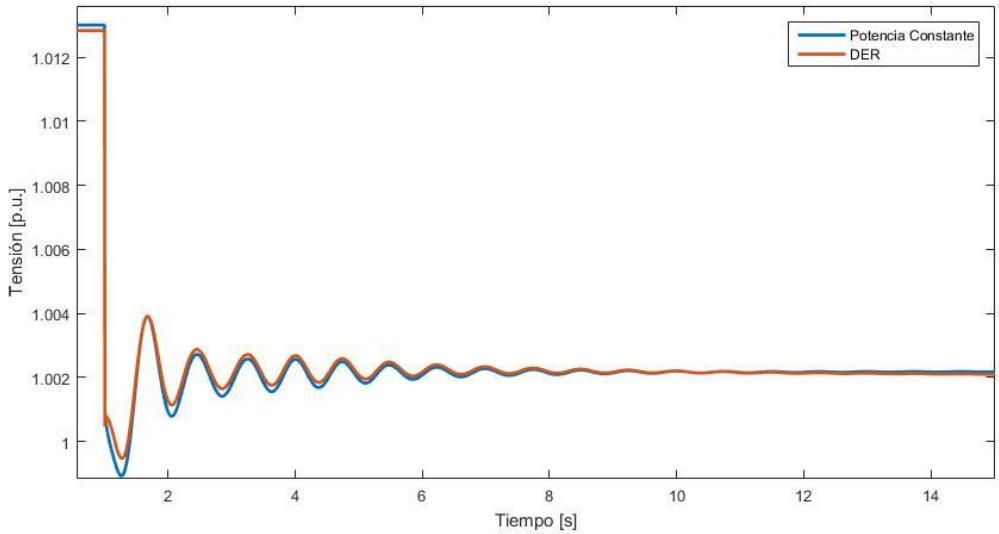
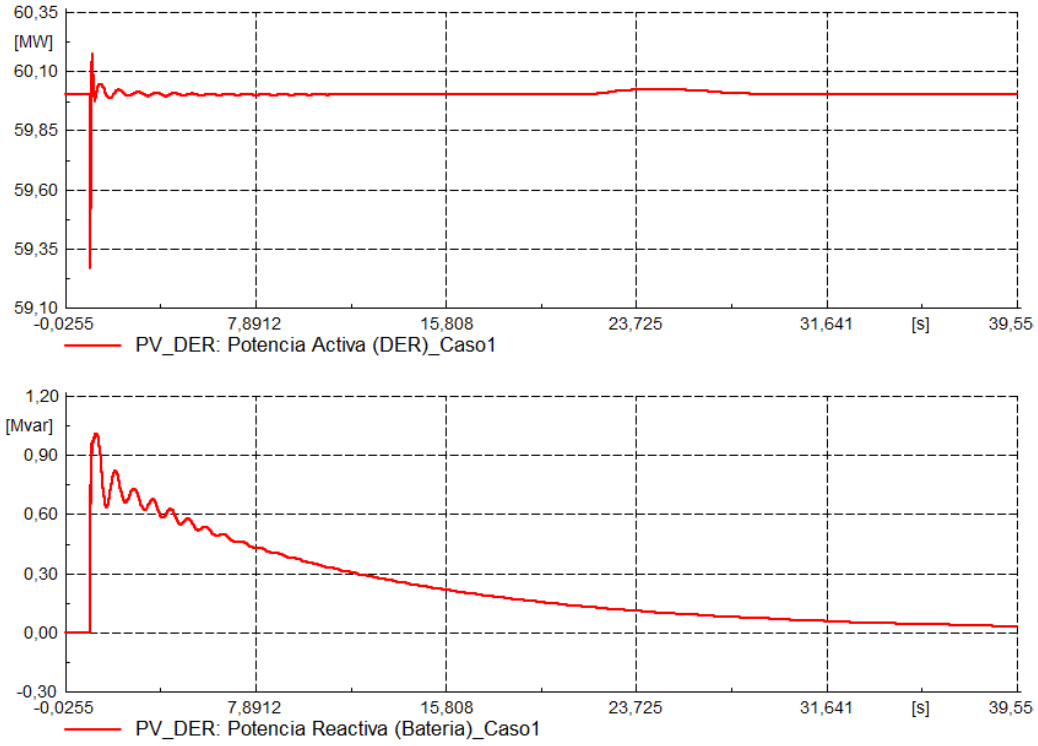


Figura 4-34: Respuesta DER ante el evento de tensión



En este caso particular, no se produjo una desconexión parcial de los recursos distribuidos por la excursión de la tensión y la frecuencia del sistema. Sin embargo, si se evidencia un retardo en la caída de la frecuencia tras la ocurrencia del evento en tensión debido al aporte adicional de potencia reactiva proveniente de estas fuentes de generación (ver Figura 4-34)

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

La carga es uno de los elementos que más influye en la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, lo cual hace necesario contar con modelos detallados de la misma que permitan evaluar su impacto ante eventos en frecuencia y tensión. Si bien se han explorado muchas alternativas para el modelamiento de este tipo de elementos, aún queda un largo camino por recorrer para llegar a una representación que capture adecuadamente todos los fenómenos que se pueden presentar en esta, máxime en el punto de inflexión tecnológica que están atravesando los sistemas de potencia actuales con la integración masiva de nuevos elementos como enlaces HVDC, baterías, generación distribuida, iluminación LED masificada, entre otros.

En este trabajo se partió de una vigilancia tecnológica de todos los modelos de carga que se pueden encontrar en un sistema eléctrico de potencia, identificando los modelos dinámicos compuestos como una de las principales alternativas que actualmente está siendo contemplada por numerosos operadores de red alrededor del mundo para la representación de estos elementos, siendo el modelo desarrollado por la WECC el de mayor acogida en el sector. Este modelo considera esencialmente tres componentes fundamentales de la carga: una parte estática, una parte motórica y una componente electrónica, considerada como carga de potencia constante. Este último supuesto ha sido cuestionado por diversos autores que lo consideran una simplificación muy fuerte a las dinámicas que pueden presentar los sistemas electrónicos.

En este trabajo se propone un nuevo modelo compuesto de carga que, partiendo del híbrido desarrollado por WECC, divide la carga electrónica en cuatro dinámicas asociadas a: iluminación LED, recursos distribuidos, baterías y motores con variadores de velocidad electrónicos. Estas dinámicas se simularon empleando modelos encontrados en la literatura, con modificaciones específicas para el análisis del impacto de los sistemas de

distribución en los sistemas de potencia y contrastadas con las dinámicas reales documentadas en la literatura revisada. Las modificaciones se realizaron particularmente al modelo del regulador de velocidad electrónico (adaptado a *PowerFactory*), a los modelos de baterías (modificando su estructura para que fuese distribuida y actuara tanto como carga como sistema de generación) y a los sistemas de iluminación LED, siendo este último una propuesta inspirada en estrategias de control de respuesta de demanda encontrada en la revisión del estado del arte.

Los análisis presentados, en los que se contrastan estas dinámicas con la de una carga de potencia constante, demuestran que la alta variabilidad y controlabilidad propia de los sistemas electrónicos adiciona una componente transitoria a la respuesta de la carga que no puede ser simplificada mediante el tipo de cargas propuesto por la WECC. En su lugar, estas deben ser sub-divididas en los diferentes componentes electrónicos que se pueden encontrar a nivel de distribución y definir según su porcentaje de participación cuales deben ser modelados explícitamente por separado.

Particularmente, todas aquellas cargas electrónicas que puedan ser adaptadas mediante sistemas de control centralizados para participar en esquemas de respuesta a la demanda deben ser identificados para su modelamiento explicito, debido al impacto que estos pueden tener en la respuesta en frecuencia del sistema ante eventos.

Sin embargo, la suposición como carga de potencia constante si puede ser adoptada para el modelado de sistemas que solo estén compuestos por sistemas de rectificación puros, como televisores y computadores, dado que estos sistemas si tienen este comportamiento ante fluctuaciones de las variables de la red.

5.2 Recomendaciones

En el presente trabajo se demostró la necesidad de incluir las dinámicas electrónicas en los modelos compuestos de carga utilizados para el análisis de estabilidad en sistemas de potencia, debido a su alto impacto en la respuesta del sistema. Los fenómenos que se presentan en este tipo de carga son de naturaleza no-lineal como saturaciones y conmutaciones. Dichos elementos requieren de esquemas de control avanzado que deben ser investigados y planteados para asegurar la estabilidad del sistema.

Asimismo, partiendo del modelo propuesto en este trabajo, se debe continuar con la búsqueda de más cargas electrónicas representativas en los sistemas de distribución, buscando representar estas con modelos que incluyan todas las dinámicas de interés, a la vez que mantengan los tiempos de simulación cortos, dado que la complejidad computacional de los mismos debe ser tal que permita su integración en sistemas de potencia de gran escala.

Bibliografía

[1] L. M. Korunović *et al.*, “Overview of Existing Load Models and Their Applications,” *CIGRE SC C4 Colloq. Japan*, no. January 2015, 2012.

[2] X. Liang, “A New Composite Load Model Structure for Industrial Facilities,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 6, pp. 4601–4609, 2016.

[3] D. L. Lubkeman, S. Member, and A. A. Girgis, “Load Representation for Power System Analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 472–482, 1993.

[4] NERC, “Technical Reference Document: Dynamic Load Modeling,” no. December, 2016.

[5] A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo, and D. Zhao, “Load modeling - A review,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986–5999, 2018.

[6] A. Perez Tellez, “Modelling aggregate loads in power systems,” KTH ROYAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY, 2017.

[7] EPRI, “Advanced Load Modeling,” *Tech. Rep.*, 2002.

[8] S. Li, X. Liang, and W. Xu, “Dynamic load modeling for industrial facilities using template and PSS/E composite load model structure CLOD,” *2017 IEEE/IAS 53rd Ind. Commer. Power Syst. Tech. Conf. I CPS 2017*, pp. 1–9, 2017.

[9] B.-H. Kim, H. Kim, and B. Lee, “Parameter Estimation for the Composite Load Model,” *J. Int. Counc. Electr. Eng.*, vol. 2, no. 2, pp. 215–218, 2012.

[10] D. Panasetsky, A. Osak, D. Sidorov, and L. Yong, “Simplified variable frequency induction-motor drive model for power system stability studies and control,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 49, no. 27, pp. 451–454, 2016.

[11] A. D. Del Rosso, M. Anello, and E. Spittle, “Stability assessment of isolated

power systems with large induction Motor Drives," *2006 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Lat. Am. TDC'06*, pp. 1–6, 2006.

[12] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1302–1313, 1995.

[13] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "BIBLIOGRAPHY ON LOAD MODELS FOR POWER FLOW AND DYNAMIC SIMULATION," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 1, pp. 523–538, 1995.

[14] L. Huang *et al.*, "Research on load model of VF based motor drive," *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2016*, pp. 1–5, 2016.

[15] Di. GmbH, "PowerFactory 15. Tutorial," p. 1464, 2014.

[16] J. C. Gonzalez, N. J. Castrillon, and S. Hincapie, "Applications and Validation of WECC Model for Type 4 Wind Generator Controller for the Colombian Power System," *Proc. 2018 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Exhib. - Lat. Am. T D-LA 2018*, 2018.

[17] WECC, "WECC Dynamic Composite Load Model (CMPLDW) Specifications," pp. 1–9, 2015.

[18] A. Gaikwad, P. Markham, and P. Pourbeik, "Implementation of the WECC Composite Load Model for utilities using the component-based modeling approach," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 2016–July. 2016.

[19] Q. Huang *et al.*, "A Reference Implementation of WECC Composite Load Model in Matlab and GridPACK," pp. 1–8, 2017.

[20] N. Patin and E. Applied, "Three-Phase Inverter Learn more about Three-Phase Inverter DC / AC Converters," *Science Direct*, 2015. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/book/9781785480010/power-electronics-applied-to-industrial-systems-and-transports-volume-2. [Accessed: 10-Apr-2019].

[21] R. J. Bravo and M. Norwalk, "Dynamic performance of air conditioners with

variable frequency drive," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2016, vol. 2016–July.

[22] X. Liang and W. Xu, "Modeling variable frequency drive and motor systems in power systems dynamic studies," *Conf. Rec. - IAS Annu. Meet. (IEEE Ind. Appl. Soc.*, pp. 1–11, 2013.

[23] L. M. Vargas, J. Jatskevich, and J. R. Martí, "Load modeling of an induction motor operated with a variable frequency drive," in *2008 IEEE Electrical Power and Energy Conference - Energy Innovation*, 2008.

[24] F. Yu *et al.*, "On static load model of variable frequency based motor drive," in *Proceedings of the 5th IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, DRPT 2015*, 2016, pp. 380–385.

[25] X. Energy, "Renewable Generation and Composite Load Modeling – WECC MVWG Initiatives," 2013.

[26] B. I. Resource, "Reliability Guideline," *NERC Reliability Guideline*, no. September. NERC, Atlanta, p. 45, 2018.

[27] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulananthan, and A. Atputharajah, "Development of dynamic EV load model for power system oscillatory stability studies," *2014 Australas. Univ. Power Eng. Conf. AUPEC 2014 - Proc.*, no. October, pp. 1–6, 2014.

[28] D. Mondal, A. Chakrabarti, and A. Sengupta, "Models of Power Network and Relevant Power Equipments," *Power Syst. Small Signal Stab. Anal. Control*, pp. 41–84, 2014.

[29] P. Pourbeik and J. K. Petter, "Modeling and validation of battery energy storage systems using simple generic models for power system stability studies Modeling and validation of battery energy storage systems using simple generic models for power system stability studies Abstract :," *Cigre Sci. Eng.*, vol. 9, no. October, pp. 63–72, 2017.

[30] X. Xu, M. Bishop, O. Donna G, and H. Chen, "Application and modeling of

battery energy storage in power systems," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 2, no. 3, pp. 82–90, 2016.

[31] J. A. Qureshi, T. T. Lie, R. Hasan, and T. Mujtaba, "Impact of efficient DC loads: LED lighting as equivalent to large power generation plant," *2016 IEEE 2nd Annu. South. Power Electron. Conf. SPEC 2016*, p. 9DUMMY, 2016.

[32] K. Xiao, X. Chu, and Y. Liu, "LED lighting loads actively participating in power system frequency regulation," *2016 IEEE Power Energy Soc. Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2016*, no. 51207082, pp. 1–5, 2016.

[33] L. Gao, W. Zhang, and X. Chu, "Reserve capacity assessment of LED lighting loads," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, vol. 2016–Novem, no. 1, pp. 1–5, 2016.

[34] J. Liu, W. Zhang, and Y. Liu, "Primary Frequency Response from the Control of LED Lighting Loads in Commercial Buildings," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2880–2889, 2017.

[35] O. Tetervenoks and I. Galkin, "Evaluation of stability of several LED drivers in smart lighting applications," *2014 55th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON 2014*, pp. 48–51, 2014.

[36] R. Simanjuntak, P. Dupuis, L. Canale, N. I. Sinisuka, and G. Zissis, "Power quality of energy saving lamps under wide voltage variations," *2014 IEEE Ind. Appl. Soc. Annu. Meet. IAS 2014*, pp. 1–7, 2014.

[37] H. Alvarez, R. Lamanna, P. Vega, and S. Revollar, "Metodología para la obtención de modelos semifísicos de base fenomenológica aplicada a una sulfitadora de jugo de caña de azúcar," *RIAI - Rev. Iberoam. Autom. e Inform. Ind.*, vol. 6, no. 3, pp. 10–20, 2009.

[38] I. T. Institute, "IEEE Bus System," *IEEE*, 2011. [Online]. Available: https://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems/ieee-14-bus-modified-test-system. [Accessed: 08-Apr-2019].

[39] IEEE Standards Board, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, vol. 2016. 1992.