



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

“Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable: Aplicación a la Red Española”

AUTOR: Duarte Sosa, Bryan Raúl

TUTOR: Alcázar Ortega, Manuel

COTUTOR: Álvarez Bel, Carlos

Curso Académico: 2020-21

“Fecha MM/AAAA”

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, a Dios, por permitirme culminar una de mis metas de vida más preciadas, y por darme la suficiente fuerza y humildad, sobre todo en momentos de dificultad el discernimiento para tomar las diversas y mejores decisiones que me han llevado a este punto.

A mis Padres Abuelos, Raúl Duarte, Alicia Sosa y en especial a mi madre Dirnia Duarte, a quienes agradezco infinitamente por el apoyo incondicional, por educarme con los principios y valores que hoy día hacen de mí, una persona de bien. Porque detrás de cada logro se encuentran personas maravillosas que me han apoyado en momentos buenos y malos, y que han sido esenciales para este proceso que estoy logrando.

A mi novia Marla, por su comprensión y apoyo.

A todas las personas que me apoyaron para cumplir esta meta anhelada.

Bryan Raúl Duarte Sosa

RESUMEN

El presente trabajo tiene como finalidad el estudio comparativo de alternativas tecnológicas las cuales dan solución a las diversas necesidades que aquejan los Sistemas Eléctricos de Potencia en la actualidad, en especial aquellos problemas relacionados con el sector de transmisión de energía eléctrica de manera eficiente y segura; todo ello a través de la modelación del sistema eléctrico español, así como el análisis de implantación tecnológica en el mismo, tecnología la cual parte su análisis de métodos convencionales, para estos ser analizados con respecto a tecnologías emergentes en el área de transmisión, tales como los dispositivos de transmisión de corriente alterna (FACTS) e implantación de enlaces de corriente continua en alta tensión (HVDC), para determinar la factibilidad técnica a través de la optimización del sistema, dando lugar a concretar un análisis de los beneficios tanto técnicos, económicos y medio ambientales que supone la consideración de nuevas tecnologías en redes, las cuales presentan una alta penetrabilidad de fuentes renovables intermitentes y fuentes convencionales, analizando de esta manera la posibilidad de representar mejoras sin precedentes en el ámbito del sector de transmisión energética y adecuando los sistemas para la transición hacia fuentes renovables de manera más segura para el sistema eléctrico de potencia (SEP) en general.

El presente estudio, analiza, interpreta y propone a través de su misma formulación, la aportación de un nuevo enfoque de control y manejo de la energía que se genera, transmite y consume en un SEP real, de cara a una notable realidad por el desarrollo de técnicas de generación de energía limpia, más un no tan notable desarrollo de tecnología ni de implantación en la red, de nuevos métodos ni dispositivos tecnológicos de control flexible ante la naturaleza de las nuevas fuentes de generación. Esto consigue dar un valor notable a este estudio, pues hace una evaluación de un sistema saturado el cual generalmente se basa en tecnologías y técnicas de control convencional, y lo optimiza a través de diversas propuestas tecnológicas basadas en la implementación de nuevos dispositivos que re-definen la forma en que se diseña y operan los sistemas de potencia, haciendo esta implantación tecnológica a distintos niveles de depuración técnica, pudiendo de esta manera representar un notable cambio en los SEP actuales.

ABSTRACT

The purpose of this work is the comparative study of technological alternatives which provide a solution to the various needs that currently affect Electrical Power Systems, especially those problems related to the sector of transmission of electrical energy in an efficient and safe way; all this through the modeling of the Spanish electricity system, as well as the analysis of technological implantation in it, technology which starts from its analysis of conventional methods, for these to be analyzed with respect to emerging technologies in the transmission area, such as Alternating current transmission devices (FACTS) and implementation of high voltage direct current links (HVDC), to determine technical feasibility through optimization of the system, giving rise to an analysis of both technical and economic benefits and environment, which implies the consideration of new technologies in networks, which present a high penetrability of intermittent renewable sources and conventional sources, thus analyzing the possibility of representing unprecedented improvements in the field of the energy transmission sector and adapting the systems for the transition to renewable sources in a safer way for to the electrical power system (SEP) in general.

This study analyzes, interprets and proposes through its same formulation, the contribution of a new approach to control and management of the energy that is generated, transmitted and consumed in a real SEP, facing a remarkable reality for the development clean energy generation techniques, plus a not so remarkable development of technology or implementation in the network, of new methods or flexible control technological devices given the nature of new generation sources. This manages to give a remarkable value to this study, since it makes an evaluation of a saturated system which is generally based on conventional control technologies and techniques, and optimizes it through various technological proposals based on the implementation of new devices that reflect they define the way in which power systems are designed and operated, making this technological implementation at different levels of technical purification, thus being able to represent a notable change in current SEPs.

RESUM

El present treball té com a finalitat l'estudi comparatiu d'alternatives tecnològiques les quals donen solució a les diverses necessitats que afligixen els Sistemes Elèctrics de Potència en l'actualitat, en especial aquells problemes relacionats amb el sector de transmissió d'energia elèctrica de manera eficient i segura; tot això a través de la modelació del sistema elèctric espanyol, així com l'anàlisi d'implantació tecnològica en el mateix, tecnologia la qual part la seua anàlisi de mètodes convencionals, per a estos ser analitzats respecte a tecnologies emergents en l'àrea de transmissió, com ara els dispositius de transmissió de corrent alterna (FACTS) i implantació d'enllaços de corrent continu en alta tensió (HVDC) , per a determinar la factibilitat tècnica a través de l'optimització del sistema, donant lloc a concretar una anàlisi dels beneficis tant tècnics, econòmics i mig ambientals que suposa la consideració de noves tecnologies en xarxes, les quals presenten una alta penetrabilitat de fonts renovables intermitents i fonts convencionals, analitzant d'esta manera la possibilitat de representar millores sense precedents en l'àmbit del sector de transmissió energètica i adequant els sistemes per a la transició cap a fonts renovables de manera més segura per al sistema elèctric de potència (SEP) en general.

El present estudi, analitza, interpreta i proposa a través de la seua mateixa formulació, l'aportació d'un nou enfocament de control i maneig de l'energia que es genera, transmet i consumix en un SEP real, de cara a una notable realitat pel desenrotllament de tècniques de generació d'energia neta, més un no tan notable desenrotllament de tecnologia ni d'implantació en la xarxa, de nous mètodes ni dispositius tecnològics de control flexible davant de la naturalesa de les noves fonts de generació. Açò aconseguix donar un valor notable a este estudi, perquè fa una avaluació d'un sistema saturat el qual generalment es basa en tecnologies i tècniques de control convencional, i ho optimitza a través de diverses propostes tecnològiques basades en la implementació de nous dispositius que redefinixen la forma en què es dissenya i operen els sistemes de potència, fent esta implantació tecnològica a distints nivells de depuració tècnica, podent d'esta manera representar un notable canvi en els SEP actuals.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción y Caracterización del Problema

1.1. Antecedentes	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Justificación	2
1.4. estructura del documento.....	4

Capítulo 2: Estado del Arte

2.1 Introducción	6
2.2 Estabilidad de los SEP	6
2.2.1 Definición de Estabilidad de un SEP	7
2.2.1.1 Impacto desde la implantación de tecnología en un SEP	7
2.2.2 Planteamiento de Estabilidad Transitoria	8
2.2.2.1 Focalización de Estabilidad Dinámica de un SEP	9
2.2.2.2 Planteamiento Matemático de Variables de Interés	10
2.3 Métodos Convencionales de Compensación	12
2.3.1 Caracterización Tecnológica en los SEP	13
2.3.1.1 Implicaciones Técnicas en la implantación tecnológica.....	13
2.3.1.2 Exposición de Tecnológica Convencional.....	14
2.3.2 Generalización Complementaria.....	15
2.4 Dispositivos FACTS.....	16
2.4.1 Consideraciones de Implementación Tecnológica.....	16
2.4.2 Implicaciones y Características de los Dispositivos FACTS.....	18
2.4.2.1 Caracterización de Dispositivos FACTS.....	19
2.4.2.2 Clasificación según Esquemas de controladores FACTS.....	20
2.4.2.2 Clasificación Tipológica de dispositivos FACTS.....	25
2.5 Enlaces HVDC	26
2.5.1 Implicaciones en Implementación de Enlaces HVDC	27
2.5.1.1 Tendencias en los Mercados Energéticos Actuales.....	28

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

2.5.2 Generalización de Criterio.....	29
2.5.2.1 Aspectos e Implicaciones en la Implementación de Sistemas en DC para SEPs	29
2.6 Conclusión	31
Capítulo 3: Metodología	
3.1 Introducción	33
3.2 Flujos de Carga en sistemas eléctricos de Potencia	34
3.2.1 Selección de Método.....	35
3.2.1.1 Descripción de Métodos	38
3.2.1.2 Definición de un Problema General de Flujos de Carga.....	38
3.2.1.3 Solución de Flujos de Carga por Newton Raphson desacoplado rápido.....	40
3.2.1.4 Ejemplificación del método de flujos de carga en el modelo IEEE 8 BUS	42
3.3 Análisis de Estabilidad del SEP	47
3.3.1 Estabilidad Transitoria.....	49
3.3.2 Criterio de Igualdad de Áreas en Relación al Análisis en Sistemas multi-máquinas.....	50
3.3.3 Estabilidad Transitoria en sistema de 8 Barras IEEE	52
3.3.3.1 Consideraciones de desarrollo	53
3.3.3.2 Proceso de desarrollo.....	54
3.4 Análisis de Compensación con métodos convencionales	60
3.4.1 Métodos Convencionales	61
3.4.2 Desarrollo de Métodos.....	61
3.4.2.1 Aumento de Generación en el Sistema.....	62
3.4.2.2 Aumento del número de líneas paralelas en el sistema	66
3.4.2.3 Variación de Taps En transformadores de Potencia	67
3.4.2.4 Estabilización Reactiva por compensadores estáticos.....	70
3.5 Análisis de Dispositivos FACTS con software	72
3.5.1 Implantación de Dispositivos FACTS	72
3.5.2 Desarrollo de Implantación según tecnología.....	73
3.5.2.1 Desarrollo de Implantación de FACTS.....	73
3.6 Análisis de Enlaces HVDC con software	80

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

3.7 Conclusión	82
Capítulo 4: Modelado de Red de España	
4.1. Introducción	84
4.2 Estructuración de Modelo.....	84
4.2.1 Clasificación de Datos.....	86
4.2.1.1 Clasificación de Elementos.....	86
4.2.1.2 Clasificación de Redes y Zonas	90
4.2.1.3 Estructuración de Modelo.....	92
4.2.1.4 Simulación de Modelo.....	93
4.3 Detección de Puntos Sensibles en el SEP	94
4.4 análisis Hipotético de escenario operativo del SEP	96
4.5 Conclusión	97
Capítulo 5: Aplicación Metodológica	
5.1 Introducción	98
5.2 Acercamiento de Estado de Modelo de Red.....	99
5.2.1 Experimentación con fallas localizadas en el modelo	101
5.3 Implementación de tecnología tradicional	106
5.3.1 Mejoramiento de Red	107
5.3.1.1 Adecuación de la Generación.....	108
5.3.1.2 Control de Operatividad de Transformadores	109
5.3.1.3 Implementación de Elementos Tradicionales.....	111
5.3.1.4 Análisis dinámico de Modelo Optimizado con la implementación tradicional.....	114
5.4 Implementación de tecnología FACTS.....	116
5.4.1 Implementación de Dispositivos Basados en Electrónica de Potencia	116
5.4.1.1 Implementación de SVC	116
5.4.1.2 Implementación de STATCOM	120
5.4.1.3 Implementación de UPFC.....	124
5.5 Implementación de Tecnología HVDC.....	132
5.5.1 Análisis dinámico de modelo con implantación de HVDC	134

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

5.6 Análisis Tecno-económico de Implementaciones	136
5.7 Análisis medio-Ambiental	144
5.7 Conclusión	146
Capítulo 6: Conclusiones y Recomendaciones	
6.1 conclusiones	148
6.2 Recomendaciones	150
Apéndice A	150
Criterio de Igualdad de Áreas.....	150
Ejemplificación del Caso Clásico a través del Motor de Simulación DigSILENT Power Factory	152
Bibliografía	161
Anexo I: Representación Gráfica de Modelo	167
Anexo II: Representación gráfica de resultados de magnitud de tensión en barras	172
Anexo III: Termogramas de modelo del SEP Español.....	176
Anexo IV: Representación gráfica de resultados de magnitud de tensión en barras en Red Central dadas las Implantaciones Tecnológicas	176

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

Tabla de Ilustraciones

Memoria de Investigación

FIGURA 1. DIAGRAMA DE OPERACIÓN DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA EN ESTADO ESTACIONARIO[14]	12
FIGURA 2. REPRESENTACIÓN DE MODELO DE LÍNEAS CONSIDERANDO ÚNICAMENTE LA REACTANCIA SERIE	17
FIGURA 3. DIAGRAMA DE UN CONTROLADOR SERIE SIN ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	21
FIGURA 4. DIAGRAMA DE UN CONTROLADOR SERIE CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	21
FIGURA 5. DIAGRAMA DE UN CONTROLADOR PARALELO CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	22
FIGURA 6. DIAGRAMA DE UN CONTROLADOR SERIE COMBINADO CON OTRO SERIE	23
FIGURA 7. DIAGRAMA DE UN CONTROLADOR SERIE COMBINADO CON UN PARALELO	24
FIGURA 8. EVOLUCIÓN DE COSTES, ACORDE A LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS[44].....	27
FIGURA 9. SISTEMA DE CONVERSIÓN DE AC-DC-AC	28
FIGURA 10. ENLACE HVDC.....	30
FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO DE REPRESENTACIÓN DE METODOLOGÍA GENERAL	33
FIGURA 12. DIAGRAMA DE FLUJO DE REPRESENTACIÓN DEL ALGORITMO DE SOLUCIÓN GENERAL PARA UN FLUJO DE CARGA .	37
FIGURA 13. SISTEMA DE 8 BARRAS IEEE	44
FIGURA 14. FLUJO DE POTENCIA DE SISTEMA 8 BUS IEEE RESUELTO EN DIGSILENT.....	46
FIGURA 15. CASO REAL DE SISTEMA EN OPERACIÓN ISLA EN EL MOMENTO DE UN TRANSIENTE QUE PROVOCA UN APAGÓN GENERAL	48
FIGURA 16. ILUSTRACIÓN DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	50
FIGURA 17. EFECTO DEL TIEMPO SOBRE EL DESPEJE DE UNA FALLA ILUSTRADO EN DIAGRAMA DE ÁREAS (A->LENTA REACCIÓN; B->RÁPIDA REACCIÓN)	51
FIGURA 18. ILUSTRACIÓN DE SIMULACIÓN DEL ESQUEMA CON FALLA TRIFÁSICA EN LÍNEA L1-6	55
FIGURA 19. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE ELEMENTOS EN EL SISTEMA (PRIMERA GRÁFICA CORRESPONDE A LAS UNIDADES GENERADORAS, SEGUNDA A LAS LÍNEAS VISTAS DESDE EL PUNTO I, TERCERA GRÁFICA ES EL COMPORTAMIENTO QUE TIENEN LAS BARRAS (2-6) EN EL SISTEMA)	55
FIGURA 20. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL ÁNGULO DEL ROTOR EN UNIDADES 1 Y 2 (GRÁFICO IZQUIERDO); ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE LA UNIDAD DE REFERENCIA (GRÁFICO DERECHO).....	56
FIGURA 21. ILUSTRACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN EL SISTEMA IEEE 8 BARRAS SIN LA ALIMENTACIÓN DE UNA RED EXTERNA.	59
FIGURA 22. ILUSTRACIÓN DE FLUJO DE CARGA EN EL SISTEMA IEEE 8 BARRAS SIN LA ALIMENTACIÓN DE UNA RED EXTERNA, Y CON SUS DOS GENERADORES TRABAJANDO CERCA DEL 100% DE SUS CAPACIDADES.	59
FIGURA 23. ILUSTRACIÓN DE LOS PUNTOS CON SOBRECARGA EN LOS GENERADORES Y TRANSFORMADORES DEL SISTEMA EXPUESTO EN LA FIGURA 22.....	62
FIGURA 24. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN EXTRA EN BARRA 02	63
FIGURA 25. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN EXTRA EN BARRA 03	65
FIGURA 26. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN EXTRA EN BARRA 04	65
FIGURA 27. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN EXTRA EN BARRA 05	66
FIGURA 28. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE LÍNEA EXTRA ENTRE BARRAS 01 Y 03 CON LA MODALIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL GENERADOR EXTRA EN LA BARRA 02.	67
FIGURA 29. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON IMPLEMENTACIÓN DE CAMBIADORES TAP EN LOS TRANSFORMADORES.....	69
FIGURA 30. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON CAMBIOS OPERATIVOS EN GEN EXTRA A PARTIR DE LAS MODIFICACIONES EN LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES PLANTEADA EN LA FIGURA 29.....	70

**Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española**

FIGURA 31. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON COMPENSACIÓN REACTIVA E INDUCTIVA PARA LA REGULACIÓN DE TENSIÓN EN PUNTOS CON VALORES CRÍTICOS.....	71
FIGURA 32. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON COMPENSACIÓN A TRAVÉS DE SVC EL CUAL MEJORA LOS NIVELES DE TENSIÓN DEL SISTEMA EN FIGURA 24	74
FIGURA 33. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA CON COMPENSACIÓN A TRAVÉS DE SVC CON UNA RAMA DE COMPENSACIÓN MÁS EN EL SISTEMA, Y AUMENTO DE POTENCIA DESPACHADA POR G EXTRA.....	75
FIGURA 34. ILUSTRACIÓN DE DIAGRAMA SIN COMPENSACIÓN A TRAVÉS DE SVC.....	77
FIGURA 35. ILUSTRACIÓN DE SISTEMA EXPOSITIVO CON IMPLANTACIÓN DE STATCOM.....	78
FIGURA 36. ILUSTRACIÓN DE SISTEMA CON IMPLANTACIÓN DE UPFC CONTROLANDO POTENCIA ACTIVA EN LÍNEA	79
FIGURA 37. ILUSTRACIÓN DE SISTEMA CON IMPLANTACIÓN DE ENLACE HVDC DEMOSTRANDO EL CONTROL DE POTENCIA ACTIVA EN EL ENLACE.	82
FIGURA 38. DIAGRAMA DE FLUJO, ESTRUCTURACIÓN SISTEMÁTICA DE MODELADO DE RED.....	85
FIGURA 39. REPRESENTACIÓN DE MODELO COMPLETO CON LA REPRESENTACIÓN DE CADA UNA DE SUS REDES QUE LA CONFORMAN	92
FIGURA 40. ILUSTRACIÓN DE DEFINICIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE ESTADOS DE CARGA SEGÚN GRADUACIÓN CONTINUA DE COLORES	96
FIGURA 41. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE MAGNITUDES DE TENSIÓN EN BARRAS DE RED NOROESTE DEL MODELO DESPUÉS DE SER ANALIZADO EL FLUJO DE POTENCIA POR EL MÉTODO NEWTON RAPHSON. [ELABORACIÓN PROPIA].....	100
FIGURA 42. ILUSTRACIÓN DE TERMOGRAMA DE RED CENTRAL EN SU ESTADO INICIAL AL SER ANALIZADO POR FLUJO DE CARGA Y SEÑALIZADAS DOS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DONDE POSTERIORMENTE SE LOCALIZAN FALLAS TRIFÁSICAS [RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA EN DIGSILENT].....	102
FIGURA 43. ILUSTRACIÓN DE TERMOGRAMA DE MODELO COMPLETO EN SU ESTADO POST-FALLA EN LÍNEA LNE_12029_14105_1 [RESULTADO DE SIMULACIÓN DINÁMICA EN DIGSILENT]	103
FIGURA 44. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO EN LA VELOCIDAD Y COMPORTAMIENTO ANGULAR DEL ROTOR DE GENERADOR (SYM_2199_2T) UBICADO CERCA DE LA FALLA, EN LA RED NORTE DEL MODELO.	104
FIGURA 45. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO EN LA ENTREGA DE POTENCIA ACTIVA AL SISTEMA, POR PARTE DE LA UNIDAD SYM_2199_2T PREVIO-DURANTE-POST FALLA.....	105
FIGURA 46. COMPORTAMIENTO EN LA VELOCIDAD DEL GENERADOR SYM_2199_2T (GRÁFICO SUPERIOR), COMPORTAMIENTO ANGULAR δ (GRÁFICO INFERIOR). HASTA EL MOMENTO EN QUE LA UNIDAD PIERDE EL SINCRONISMO POR CONDICIONES DE INESTABILIDAD.	105
FIGURA 47. GRÁFICA REPRESENTATIVA DEL CONTROL DE TENSIÓN A TRAVÉS DE LAS UNIDADES PERTENECIENTES A LA RED CENTRAL DEL MODELO DEL SEP [CREACIÓN PROPIA]	109
FIGURA 48. ILUSTRACIÓN DE GRÁFICA REPRESENTATIVA DE COMPARACIÓN ENTRE TENSIONES DE RED CENTRAL, ANTES DE OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSFORMADORES (PUNTOS AZULES) Y DESPUÉS DE OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSFORMADORES (PUNTOS GRISES)[CREACIÓN PROPIA].....	110
FIGURA 49. ILUSTRACIÓN DE TERMOGRAMA DE ESTADO REPRESENTANDO LA COMPARACIÓN ENTRE TENSIONES DE RED CENTRAL, ANTES DE OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSFORMADORES (A) Y DESPUÉS DE OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSFORMADORES (B).	111
FIGURA 50. ILUSTRACIÓN DE TERMOGRAMA DE ESTADO REPRESENTANDO EL ESTADO FINAL, AL SER SOMETIDO A UN PROFUNDO PROCESO DE AFINAMIENTO EN LA IMPLICACIÓN DE ELEMENTOS TRADICIONALES AGREGADOS A LA RED CENTRAL	112
FIGURA 51. ILUSTRACIÓN GRÁFICA DE ESTADO FINAL DE TENSIONES EN BARRAS DE LA RED CENTRAL, DESPUÉS DEL AFINAMIENTO DE EQUIPOS E IMPLEMENTACIÓN TECNOLÓGICA TRADICIONAL. [CREACIÓN PROPIA].....	113

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

FIGURA 52. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO EN LA VELOCIDAD DEL GENERADOR SYM_2199_2T (GRÁFICO SUPERIOR), COMPORTAMIENTO ANGULAR δ (GRÁFICO INFERIOR). HASTA EL MOMENTO EN QUE LA UNIDAD PIERDE EL SINCRONISMO POR CONDICIONES DE INESTABILIDAD.	114
FIGURA 53. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO DINÁMICO DEL MODELO AL SER EXPUESTO A FALLA LOCALIZADA	115
FIGURA 54. ILUSTRACIÓN DE RED CENTRAL DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SVC PARA MEJORAR EL PERFIL DE TENSIÓN EN LA RED.	117
FIGURA 55. ILUSTRACIÓN DE COMPARATIVA DE NIVELES DE TENSIÓN EN LA RED CENTRAL DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SVC (PUNTOS VERDES), LOS RESULTADOS SE CONTRASTAN CON EL CASO INICIAL (PUNTOS AZULES) Y EL CASO BASE DE IMPLANTACIÓN (PUNTOS GRISES)	119
FIGURA 56. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO EN LA VELOCIDAD DEL GENERADOR SYM_2199_2T (GRÁFICO SUPERIOR), COMPORTAMIENTO ANGULAR δ (GRÁFICO INFERIOR). HASTA EL MOMENTO EN QUE LA UNIDAD PIERDE EL SINCRONISMO POR CONDICIONES DE INESTABILIDAD.	120
FIGURA 57. ILUSTRACIÓN DE IMPLEMENTACIÓN DE STATCOM EN RED CENTRAL	121
FIGURA 58. ILUSTRACIÓN DE COMPARATIVA DE NIVELES DE TENSIÓN EN LA RED CENTRAL DESPUÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN STATCOM (PUNTOS AZUL CLARO), LOS RESULTADOS SE CONTRASTAN CON EL CASO INICIAL (PUNTOS AZULES) Y EL CASO BASE DE IMPLANTACIÓN (PUNTOS GRISES)	123
FIGURA 59. ILUSTRACIÓN DE COMPORTAMIENTO EN LA VELOCIDAD DEL GENERADOR SYM_2199_2T (GRÁFICO SUPERIOR), COMPORTAMIENTO ANGULAR δ (GRÁFICO INFERIOR).	124
FIGURA 60. ILUSTRACIÓN DE MODELO DEL SEP DE ESPAÑA, INDICANDO LAS RED DE FRANCIA (RECUADRO VERDE) Y LA RED CENTRAL (RECUADRO AMARILLO), ENTRE ELAS SE ENCUENTRA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN IMPLEMENTADA.	126
FIGURA 61. ILUSTRACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA HIPOTÉTICA CON FUNCIÓN DE ENLACE ENTRE LAS DOS REDES (FRANCIA – CENTRAL)	127
FIGURA 62. IMPLANTACIÓN DE UPFC ENTRE LAS REDES (FRANCIA Y RED CENTRAL DE ESPAÑA)	128
FIGURA 63. IMPLANTACIÓN DE UPFC ENTRE LAS REDES (FRANCIA Y RED CENTRAL DE ESPAÑA)/DEMOSTRACIÓN DE CONTROL DE FLUJO DE POTENCIA LIMITÁNDOLO A UN 75.5% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA DEL ENLACE	129
FIGURA 64. CONTROLADOR PWM DE RAMA EN SERIE DEL UPFC, LIMITACIÓN DE POTENCIA ACTIVA EN NODO RECEPTOR DEL UPFC	130
FIGURA 65. COMPORTAMIENTO DE LOS CONTROLADORES DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEL UPFC, SOBRE LA LÍNEA DE ENLACE ENTRE LA RED CENTRAL Y LA RED DE FRANCIA	132
FIGURA 66. COMPORTAMIENTO DE ENLACE HVDC ENTRE RED FRANCESA Y RED CENTRAL DEL MODELO DE SEP ESPAÑOL	135
FIGURA 67. COMPORTAMIENTO DE TENSIÓN EN EL LADO J DEL ENLACE (INVERSOR) TANTO EN EL LADO AC (CURVA VERDE) COMO EN EL LADO DC (CURVA ROJA) DE ENLACE HVDC ENTRE RED FRANCESA Y RED CENTRAL DEL MODELO DE SEP ESPAÑOL	136
FIGURA 68. COMPORTAMIENTO DE LA CONFORMACIÓN DEL MIX ENERGÉTICO EN ESPAÑA DE ACUERDO A SU PORCENTAJE DE APORTACIÓN DE TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO DE LAS FUENTES GENERADORAS [100]	145
FIGURA 69. AHORRO EN TONELADAS DE CO ₂ EQUIVALENTE DE LA EMISIÓN A LA ATMÓSFERA QUE SE APORTARÍA SEGÚN LA TECNOLOGÍA	146

Apéndice A

FIGURA AP 1. CURVA DE POTENCIA DE UN GENERADOR EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DEL ROTOR	151
FIGURA AP 2. CURVAS DE PRE-FALLA, DURANTE FALLA Y POST-FALLA EN EL COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA ACTIVA VRS. EL ÁNGULO DEL ROTOR	152

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

FIGURA AP 3. PROBLEMA CLÁSICO PARA DEMOSTRACIÓN DE ANALOGÍA CON EL CRITERIO DE ÁREAS Y EL ANÁLISIS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO	153
FIGURA AP 4. EQUIVALENCIA DE CIRCUITO EN REACTANCIAS	153
FIGURA AP 5. ESTADO INICIAL DE ANÁLISIS DINÁMICO DEL SISTEMA	154
FIGURA AP 6. ILUSTRACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLA EN BARRA 1	155
FIGURA AP 7. REPRESENTACIÓN DE SALIDA DE CÓDIGO DE DIGSILENT MIENTRAS LA UNIDAD PIERDE SU SINCRONISMO	155
FIGURA AP 8. ILUSTRACIÓN DE LA REPRESENTACIÓN DE ÁNGULO DEL ROTOR EN EL TIEMPO (CURVA SUPERIOR ROJA) Y LA VELOCIDAD DEL ROTOR EN EL TIEMPO (CURVA INFERIOR AZUL)/ SISTEMA INESTABLE	156
FIGURA AP 9. ILUSTRACIÓN DE LA REPRESENTACIÓN DE ÁNGULO DEL ROTOR EN EL TIEMPO (CURVA SUPERIOR ROJA) Y LA VELOCIDAD DEL ROTOR EN EL TIEMPO (CURVA INFERIOR AZUL)/ SISTEMA ESTABLE	157
FIGURA AP 10. ILUSTRACIÓN DE LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA AL TRANSCURRIR UN TIEMPO RAZONABLE DESPUÉS DE LA FALLA	157
FIGURA AP 11. COMPORTAMIENTO DE LA POTENCIA ACTIVA ENTREGADA POR EL GENERADOR AL PRESENTARSE Y SER DESPEJADA LA FALLA	158
FIGURA AP 12. REPRESENTACIÓN ANÁLOGA AL ANÁLISIS DEL CRITERIO DE ÁREAS, REPRESENTANDO LAS CURVAS P VRS δ	159
FIGURA AP 13. ILUSTRACIÓN DE REPRESENTACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE EL ÁNGULO DEL ROTOR Y LA VELOCIDAD DEL MISMO EN EL TIEMPO AL CONSIDERAR EL DESPEJE DE LA FALLA EN EL TIEMPO CRÍTICO	160

Anexos

IMAGEN A. ILUSTRACIÓN DE REPRESENTACIÓN DE MODELO COMPLETO	167
IMAGEN B. DIAGRAMA UNIFILAR DE RED NOROESTE	167
IMAGEN C. DIAGRAMA RED CENTRAL	168
IMAGEN D. DIAGRAMA RED SUR	168
IMAGEN E. DIAGRAMA DE RED ESTE	169
IMAGEN F. DIAGRAMA RED PORTUGAL	169
IMAGEN G. DIAGRAMA RED FRANCIA	170
IMAGEN H. DIAGRAMA RED FRANCIA	170
IMAGEN I. DIAGRAMA RED LEVANTE	171
IMAGEN J. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED CENTRAL	172
IMAGEN K. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED ESTE	172
IMAGEN L. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED DE FRANCIA	173
IMAGEN M. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED LEVANTE	173
IMAGEN N. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED NORTE	174
IMAGEN O. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED ONE	174
IMAGEN P. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED PORTUGAL	175
IMAGEN Q. ILUSTRACIÓN DE RESULTADOS DE VALORES DE TENSIÓN A TRAVÉS DE FLUJOS DE POTENCIA DE NEWTON RAPHSON EN RED SUR	175

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

IMAGEN R. ILUSTRACIÓN DE TERMOGRAMA DE ESTADO INICIAL DE LA RED COMPLETA (MODELO COMPLETO DE LA RED ESPAÑOLA)	176
IMAGEN S. GRÁFICO COMPLEMENTARIO DE RESULTADOS EXPUESTOS EN FIGURA 51.....	176
IMAGEN T. GRÁFICO COMPLEMENTARIO DE LA FIGURA 55.	177
IMAGEN U. GRÁFICO COMPLEMENTARIO DE LA FIGURA 58.....	177

Listado de Tablas de Datos

TABLA 1. TIPOS DE NODOS Y SUS VARIABLES CONOCIDAS Y DESCONOCIDAS	40
TABLA 2. EN LA PRESENTE TABLA SE ESTABLECEN LAS CARACTERÍSTICAS DE MODELADO DE LAS LÍNEAS CONFORMANTES DEL MODELO DE 8 BARRAS CONSIDERADO.	43
TABLA 3. LA PRESENTE TABLA ESTABLECE LA INFORMACIÓN DE LOS GENERADORES EN EL SISTEMA DE 8 BARRAS	43
TABLA 4. LA PRESENTE TABLA ESTABLECE LA INFORMACIÓN PERTINENTE A LOS TRANSFORMADORES EN EL SISTEMA DE 8 BARRAS	43
TABLA 5. LA PRESENTE TABLA ESTABLECE LA INFORMACIÓN PERTINENTE A LAS CARGAS Y SU UBICACIÓN EN EL SISTEMA DE 8 BARRAS CONSIDERADO.	43
TABLA 6. COMPONENTE REAL G (SUSCEPTANCIA) DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA (Y) EQUIVALENTE DEL SISTEMA DE 8 BARRAS.	44
TABLA 7. COMPONENTE IMAGINARIA B (CONDUCTANCIA) DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA (Y) EQUIVALENTE DEL SISTEMA DE 8 BARRAS.	45
TABLA 8. RESULTADOS DE TENSIONES Y ÁNGULOS POR CADA NODO DEL SEP DE 8 BARRAS UTILIZANDO LA TÉCNICA DE FLUJO DE POTENCIA A TRAVÉS DEL MÉTODO NEWTON RAPHSON DESACOPADO RÁPIDO.	45
TABLA 9. RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA CON LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL DIGSILENT	46
TABLA 10. . RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA PRESENTADO EN LA FIGURA 22	60
TABLA 11. RESULTADOS DE IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN EXTRA EN BARRA 02	64
TABLA 12. COMPARATIVA DE RESULTADOS PARA CASOS DE INSERCIÓN DE GENERACIÓN EXTRA	64
TABLA 13. PERFILES DE TENSIÓN EN EL SISTEMA AL UTILIZAR EL SVC.....	76
TABLA 14. PERFILES DE TENSIÓN EN EL SISTEMA AL NO UTILIZAR EL SVC NI OTRO TIPO DE COMPENSACIÓN	76
TABLA 15. RESULTADOS DE LOS PERFILES DE TENSIÓN EN EL FLUJO DE CARGA CON IMPLANTACIÓN DEL UPFC.....	80
TABLA 16. CONFORMACIÓN DE REDES Y ZONAS DEL MODELO DEL SEP.....	90
TABLA 17. ANÁLISIS DE REPORTE DE CONTINGENCIAS: PEORES CASOS DE VIOLACIÓN DE TENSIÓN (VOLTAJE MIN.)	95
TABLA 18. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA BAJO CONDICIONES INICIALES DEL SISTEMA [CREACIÓN A PARTIR DE RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA, REALIZANDO UN BALANCE DE GENERACIÓN, CONSUMO Y PÉRDIDAS]	101
TABLA 19. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON UN AUMENTO DE DEMANDA DEL 30% EN RED CENTRAL [OBTENIDO A PARTIR DE FLUJO DE POTENCIA DEL MODELO COMPLETO]	108
TABLA 20. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN A TRAVÉS DE IMPLANTACIÓN TECNOLÓGICA TRADICIONAL.....	114
TABLA 21. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN A TRAVÉS DE IMPLANTACIÓN DE DISPOSITIVO FACTS (SVC). [CREACIÓN A PARTIR DE FLUJO DE POTENCIA DEL MODELO COMPLETO]	118

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

TABLA 22. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN A TRAVÉS DE IMPLANTACIÓN DE DISPOSITIVO FACTS (STATCOM). [CREADA A PARTIR DEL FLUJO DE POTENCIA DEL MODELO, CON LA IMPLANTACIÓN DEL STATCOM EN RED CENTRAL]	122
TABLA 23. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS CONSIDERANDO LA INCLUSIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ENTRE LA RED CENTRAL Y LA RED DE FRANCIA [CREADO A PARTIR DE FLUJO DE POTENCIA DEL MODELO CON INCLUSIÓN DE ENLACE INTER-AREA]	127
TABLA 24. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS CONSIDERANDO LA INCLUSIÓN DEL UPFC CONTROLANDO EL FLUJO DE POTENCIA AL 99.3% DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN LA LÍNEA ENTRE LA RED CENTRAL Y LA RED DE FRANCIA [TABLA OBTENIDA A TRAVÉS DE FLUJO DE CARGA CON LA INCLUSIÓN DEL UPFC]	131
TABLA 25. RESUMEN INDICATIVO DE MODELO DE RED ESPAÑOLA CON LOS RESULTADOS CONSIDERANDO LA INCLUSIÓN DEL ENLACE HVDC CON TECNOLOGÍA LCC (LINE COMMUTATED CONVERTER POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) CONTROLANDO EL FLUJO DE POTENCIA QUE SE TRANSMITE ENTRE LA RED CENTRAL Y LA RED DE FRANCIA. [OBTENCIÓN DE TABLA A TRAVÉS DE FLUJO DE POTENCIA EN EL MODELO CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL ENLACE HVDC CON TECNOLOGÍA LCC]	133
TABLA 26. RESUMEN DE COSTOS DE EQUIPAMIENTO PARA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODO CONVENCIONAL.....	137
TABLA 27. RESUMEN DE COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVOS FACTS SVC Y STATCOM	138
TABLA 28. RESUMEN DE COSTO DE IMPLEMENTACIÓN DE DISPOSITIVO FACTS UPFC Y ENLACE HVDC	138
TABLA 29. RESÚMEN DE VALORES PORCENTUALES DE PÉRDIDAS EN POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN LA RED CENTRAL DADA LA TECNOLOGÍA ANALIZADA.	139
TABLA 30. RESUMEN DE AHORRO DADA LA IMPLANTACIÓN TECNOLÓGICA	140
TABLA 31. RESUMEN DE AHORRO DADA LA IMPLANTACIÓN TECNOLÓGICA DEL UPFC Y HVDC (TECNOLOGÍA DE TRANSMISIÓN EFICIENTE)	140
TABLA 32. RESUMEN DE TIEMPO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN DADA LA TECNOLOGÍA IMPLANTADA	141
TABLA 33. ÍNDICES PORCENTUALES DE INTERÉS E INFLACIÓN[99]	141
TABLA 34. VALORES ACTUALES NETOS POR TECNOLOGÍA IMPLANTADA, DADOS LOS AHORROS QUE SUPONEN AL SISTEMA. .	142
TABLA 35. PAGOS ANUALES A INSTITUCIÓN PRESTAMISTA Y VAN DE PAGOS, POR CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS	142
TABLA 36. VALORES ACTUALES NETOS DE PROYECTO.....	143
TABLA 37. TIR DE PROYECTOS.....	143
TABLA 38. TIEMPO DE RETORNO A LA INVERSIÓN.....	143

The background of the cover is a photograph of a tall, lattice-structured transmission tower, likely a pylon, set against a green, textured background that resembles a forest or a natural landscape. The tower is the central focus, extending from the bottom towards the top of the frame.

**ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS PARA LA
MEJORA DE LA EFICIENCIA EN EL
TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA
EN REDES SATURADAS
CONVENCIONALES EXPUESTAS A LA
PRODUCCIÓN MASIVA DE ORIGEN
RENOVABLE: APLICACIÓN A LA RED
ESPAÑOLA**

BRYAN DUARTE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CARACTERIZACIÓN

DEL PROBLEMA

1.1. ANTECEDENTES

En la actualidad, existe una necesidad bastante considerable de requerimientos técnicos y económicos para abastecer la creciente demanda energética alrededor del mundo o en determinados Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), lo que viene en muchas ocasiones a representar un reto para los distintos sectores que conforman la industria, tanto de producción como de transporte energético dadas las tasas exponenciales de crecimiento en la demanda y las nuevas tendencias de generación implantadas en el sistema, con la idea de decarbonificar los sistemas convencionales a través de la masificación de tecnologías las cuales están basadas en recursos renovables[1]. Esto a su vez, representa en la actualidad numerosos retos ingenieriles y científicos para garantizar la estabilidad del sistema en todo momento a pesar de la diversificación que las nuevas tecnologías y necesidades representan.

El hecho de subutilizar los medios de transporte energético ha sido un tema de debate y de mucha investigación desde principios de la existencia de los SEP según [2], y tomando en cuenta los avances actuales en materia de tecnología energética para el transporte salen a relucir los dispositivos FACTS (Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna) y los enlaces HVDC (High Voltage Direct Current links por sus siglas en inglés), cuya utilización resulta cada vez más atractiva en redes eléctricas a nivel de transmisión dadas las prestaciones que tales dispositivos brindan a los SEP.

Las redes actuales de los sistemas eléctricos están expuestas a sorprendentes y rápidos cambios en términos de relación entre demanda y generación, además el hecho de estar sujetos a acuerdos que representan acciones comerciales, pueden representar un obstáculo para el normal funcionamiento del sistema, su operatividad y su seguridad[3], en donde el mercado energético español sufre de estas repercusiones según [4].

El mercado energético actual, en la mayoría de los SEP existentes, donde se practica un sistema liberalizado en cuestión de comercialización energética, obedece a las prescripciones contractuales existentes entre las generadoras y las entidades que rigen y controlan el balance entre oferta y demanda dentro de este ámbito; en España, así como en el resto de Europa se ha incursionado en el desarrollo de las tecnologías de generación renovable, para cumplir con los objetivos tanto energéticos como ambientales planteados para el año 2020 tal como se estipula en [4]–[6]. Tales elementos renovables añadidos a la red, su localización es basada en la abundancia topológica del recurso natural, por lo que en muchos casos puede conducir a representar un problema de transmisión local en cuanto a sus cantidades eléctricas que determinan la estabilidad del SEP, por lo que el hecho de la masificación de generadoras de energía a base de fuentes intermitentes renovables, pueden en muchos casos a traducirse en

restricciones técnicas y físicas para el sistema en ciertos períodos; para eludir este tipo de contratiempos [4] menciona que normalmente el operador del sistema toma medidas a corto plazo para poder tomar la decisión más acertada para mantener la estabilidad del sistema de mano de la realización de maniobras como la de redistribuir la aportación de generación convencional y en casos extremos limitar la aportación de las mismas plantas de energía renovable, esto a su vez hace que la operatividad del SEP aumente su costo monetario

1.2. OBJETIVO

En el presente trabajo, se tiene como objetivo el exponer las cualidades del análisis e interpretación de los sistemas eléctricos, para seguidamente poder ser optimizados a través de distintas técnicas teniendo una amplia gama de consideraciones tanto técnicas, económicas y medio ambientales.

Tales consideraciones en el sistema, toman forma y se plantean como objetivo, a través de analizar distintos escenarios con la implantación de dispositivos tanto convencionales así como otros relativamente nuevos, además de considerar también enlaces de alta tensión en corriente continua para aseverar sus ventajas ante los métodos convencionales que se han utilizado en el SEP español; esto para poder garantizar la estabilidad del sistema en momentos en los que el sistema es expuesto al límite de sus capacidades tanto eléctricos como térmicos, siempre procurando mantener latentes los márgenes de seguridad operativa del sistema, desarrollando un análisis técnico en el sector de transporte energético.

En cuanto a los métodos utilizados y considerados, la finalidad es el poder hacer del proceso de transmisión de energía eléctrica un proceso más rentable tanto técnica como económicamente y consecuentemente hacer una comparativa directa entre los métodos a los que apunta este trabajo, en donde se centra en comprobar la relevancia en la actualidad de atacar dicha problemática de congestión en los SEP; de esta manera tales métodos los cuales se exponen y desarrollan conceptualmente en este documento, consisten básicamente en la implementación de sistemas convencionales, sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna y los sistemas de transmisión en corriente continua, todo esto localizándolo dentro de sectores específicos del modelo del SEP español donde puedan aportar un mejor control y robustez, ya sea localmente o entre áreas energéticas; es decir sectores donde este tipo de tecnología pueda ser implementado dadas las condiciones críticas operativas del mismo.

1.3. JUSTIFICACIÓN

Como se ha venido exponiendo en las secciones anteriores de este capítulo introductorio, en donde se especificaba la interpretación de los conceptos tecnológicos que toman lugar dentro del desarrollo de este trabajo, en donde la presente sección justifica a través de qué medios se planea desarrollar tales conceptos y por ende se dejará claro a partir de este punto los alcances que se proponen culminar, para poder establecer el criterio bajo el cual el presente documento constatará y entrañará subsecuentemente el resto de los capítulos.

Teniendo en cuenta el hecho que el comportamiento de los SEP en general son cambiantes en el tiempo, dadas las condiciones operativas que se van teniendo debido a la variación de carga que existe en el sistema o la adición de nuevos nodos de generación o de carga; es imperativa

la necesidad de estudiar a fondo aquellas variaciones donde el sistema esté más exigido y se pueda disponer de los métodos y recursos adecuados para poder determinar las mejores opciones de las que se pueden disponer para garantizar en todo momento la seguridad en la transición de los diversos estados que pueda presentar el SEP. Por ello este trabajo pretende asimilar la posibilidad de actualizar a través de tecnologías como los FACTS o los enlaces HVDC para evitar a toda costa que dichos sistemas eléctricos, se puedan volver obsoletos o vulnerables a problemas de estabilidad ya sea estacionaria o dinámica.

El hecho que un SEP renuncie a actualizarse en el ámbito tecnológico, representa que su capacidad de reacción ante los nuevos fenómenos que experimentan los sistemas hoy día, sea y represente un punto de debilidad visto tanto desde una perspectiva técnica-operativa así también como desde una parte económica; ya que a medida los SEP se van saturando, los límites de estabilidad se van reduciendo y consecuentemente la capacidad de transmisión del sistema es limitada (tal como lo explica el capítulo de la metodología analítica y repasa el estado del arte), ya sea por cantidades eléctricas tales como la estabilidad angular, magnitud de tensiones, estabilidad transitoria o limitantes físicos estructurales de naturaleza eléctrica y térmica de los conductores.

Es por ello que, a partir de lo planteado, se hará énfasis en la detección de aquellas zonas del SEP español donde estos límites estén cercanos al estado crítico, o ya hallan sobrepasado dichos niveles por lo que requieren operar a un alto costo, introduciendo métodos convencionales al sistema para poder suplir las desviaciones en estas cantidades de estabilidad, para seguidamente verificar a través de un análisis técnico la factibilidad de implementar tecnologías basadas en técnicas tradicionales y también en electrónica de potencia, esta última a través de la implementación de FACTS en la red ya existente, o si merece la pena el realizar la implantación de enlaces HVDC dentro del sistema de transporte en lugar de los métodos de compensación convencionales de reactores capacitivos e inductivos conmutados a través de tiristores; todo ello para mejorar dichas cantidades de estabilidad previamente mencionadas. Es decir, se hará una comparativa de los escenarios, avalados por los resultados que se obtengan en las simulaciones, estas llevadas a cabo utilizando herramientas de simulación como lo es DigSILENT Power Factory, en donde se interpretarán los resultados de su motor de simulación para determinar y concluir en la mejor medida técnica, que se pudiese adoptar en el SEP que representa el caso base de estudio del presente documento.

A su vez, los resultados se analizarán para determinar las prestaciones, las cuales estas tecnologías dotan al SEP a la hora de ser empleados en un sistema determinado, y poder a través de dichos resultados corroborar si un proyecto de actualización con estas tecnologías, hacen de procesos como la implantación de nuevas fuentes de generación renovable, un hecho más fácil en cuanto a flexibilidad del sistema y estas puedan ser integradas fácilmente sin comprometer la seguridad operacional del o de las regiones o áreas energéticas existentes.

Una vez desarrollado el análisis técnico tal como en el capítulo de la metodología práctica lo expone, consecuentemente se desarrolla el análisis económico que hará y complementará la sección técnica previamente elaborada para poder finalmente analizar tales implementaciones desde un punto de vista medio ambiental.

1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El presente documento se divide en 5 capítulos en donde en cada uno de ellos progresivamente toma forma el contexto de la investigación que se lleva a cabo a través de este trabajo, en donde el primer capítulo es dedicado para hacer un primer acercamiento a los conceptos clave que consecuentemente se desarrollarán a lo largo de los demás capítulos, dando de esta manera en este primero un capítulo introductorio y estableciendo en el mismo el alcance/objetivo que tendrá la metodología en adelante.

Seguidamente en el capítulo 2 se toma una perspectiva enfocada al desarrollo que otros investigadores han enfocado sus trabajos en cuanto a la temática y problema planteado primeramente en el capítulo 1, de esta manera se abordarán temas de estabilidad en los SEP, así también como los métodos convencionales con los que se ha abordado dicha problemática para seguidamente continuar con aquellas soluciones que han estado relacionadas con los conceptos que desarrolla este trabajo a través de la implicación de dispositivos FACTS y enlaces HVDC dentro de los SEP.

A partir del capítulo 3, dado que previamente se conceptualiza los aspectos referentes a la temática del problema; se planteará en el tercer capítulo una metodología analítica y práctica, en donde se indaga en la teoría de cada uno de los pasos y conceptos que dan forma a la formulación experimental de esta investigación y paralelamente se desarrolla cada paso metodológico con un sistema de ejemplificación de aplicabilidad de la metodología el cual consiste en un sistema de 8 barras, exponiendo el método de solución de flujos de potencia para poder dar a conocer los valores del SEP que se tomará en cuenta para los apartados de simulación a través de métodos computacionales, seguidamente de un análisis de estabilidad bajo, en donde se describe el criterio de Áreas para poder tener la noción de lo que supone tratar un sistema bajo un estado de transitividad durante una falla, de esta manera el programa al poseer un análisis en el dominio del tiempo es capaz de replicar un análisis basado en integración de algoritmo estable, así pues el siguiente apartado de este capítulo se centrará en los métodos convencionales que se han implementado en el sistema sin simplificar a través del desarrollo de simulaciones con DigSILENT y consecuentemente en los dos últimos apartados de este capítulo se hará el mismo procedimiento de simulación, haciendo implicaciones de modificaciones en el SEP, ya que se implementarán los dispositivos FACTS y enlaces HVDC respectivamente.

El capítulo 4 está reservado para la interpretación y planteamiento de la construcción del modelo del SEP bajo el cual el presente trabajo es basado, en donde se dan a conocer generalidades estructurales, topográficas de cada una de las redes que la constituyen, esto con la intención de que pueda interpretarse de manera correcta el contenido y consideración del sistema que se pone a prueba y bajo el que se hacen los respectivos pasos experimentales de implantación tecnológica.

En el capítulo 5 reúne cada uno de los aspectos discutidos, analizados y empleados en el capítulo 3, con la diferencia que tal metodología es aplicada al modelo creado de la red Eléctrica Española planteada en el capítulo 4, dando de esta manera un análisis técnico a cada paso al emplear la metodología expuesta, y siendo comparable en cada uno de los puntos que avanza la optimización de la red y la implantación tecnológica que se desarrolla; finalmente un análisis de factibilidad económica de las opciones comparativas de este trabajo toma lugar, para

determinar no solamente la reseña técnica que posee cada una de las perspectivas que aborda cada una de las proposiciones que establece cada sección de este capítulo, sino el poder comparar en un plano económico basándonos en la inversión necesaria para poder implementar los diferentes métodos, técnicas y tecnología la cual discute y trata el capítulo, finalmente se desarrolla de igual manera un análisis medio-ambiental en cuanto a la representación de impacto que cada una de las implantaciones tecnológicas consideradas y analizadas en este trabajo, ejercen o contribuyen para con el medio ambiente.

Finalmente, el trabajo finaliza con las conclusiones, las cuales son la interpretación de datos y resultados previamente vistos a lo largo del trabajo, propiciando un veredicto sustentado a lo largo del desarrollo del presente documento a través del análisis y planteamiento establecido en los distintos capítulos del mismo.

CAPÍTULO 2. “ESTADO DEL ARTE”

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo expone una recopilación científica, en donde se establece la base documentaria de cada uno de los conceptos y temas bajo los cuales se desarrolla el presente trabajo, para de esta manera poder no solamente analizar criterios de optimización en un sistema, sino argumentar y desarrollar a partir de los hallazgos y aciertos científicos la implantación tecnológica que toma lugar en capítulos posteriores al presente; es por ello que se hace necesario el establecer puntos de partida iniciales, es decir establecer y documentar el punto hasta donde se encuentra la ciencia o los conocimientos bajo los cuales a partir de ellos el trabajo de investigación y experimentación toman lugar.

Dicho lo anterior, el presente capítulo trata temas como la estabilidad de los SEP, en donde se argumenta y orienta exclusivamente hacia los alcances de este trabajo, para también analizar los distintos aportes que existen en la actualidad en cuanto a técnicas tradicionalmente usadas en la optimización de sistemas de transmisión de energía eléctrica, así como la documentación de tecnologías basadas en electrónica de potencia como lo son los dispositivos FACTS y enlaces HVDC, esto con la intención de poder dar inicio a un análisis y establecimiento de metodologías las cuales deberán tomar en cuenta las consideraciones que surgen a través del planteamiento teórico que se desarrolla en este estado del arte.

La estabilidad de los Sistemas eléctricos de potencia, puntualmente es uno de los aspectos los cuales toman directamente forma en este capítulo, así como sus implicaciones más básicas, implicaciones las cuales deben de ser tomadas en cuenta a la hora de considerar implantaciones como las de naturaleza tecnológica que también es tratada en sus bases en este capítulo, tales tecnologías son explicadas bajo criterios de convencionales, FACTS y enlaces HVDC.

2.2 ESTABILIDAD DE LOS SEP

Los SEP actuales, tal como se ha mencionado en el capítulo anterior, sufren día a día notables cambios, no solamente físicos, sino también operacionales y en muchos casos (en la mayoría de ellos) tales aspectos obedecen a aspectos puramente comerciales [7]; es por ello que se plantea la necesidad de analizar los SEP y su estabilidad, de manera que estén capacitados para poder operar sin contratiempos, ante multitud de estados posibles, siempre sufriendo en todo momento las necesidades para abastecer la demanda en tiempo real, no sin antes, corroborar que los parámetros de seguridad y de estabilidad del sistema se cumplen de manera óptima. Este último aspecto, es decir el de estabilidad es el que se aborda en esta sección.

Se entiende pues, que las características eléctricas de un SEP se ven afectadas en todo momento, dadas las variaciones de carga y la inclusión de grupos electrógenos para suplir la curva de demanda en tiempo real [8]; La necesidad de tener un control real de la estabilidad del sistema,

radica en el control de las distintas variables eléctricas que determinan si un sistema es o no estable y seguro en cuanto a su operatividad[9].

2.2.1 Definición de Estabilidad de un SEP

La estabilidad de un sistema de potencia, es la capacidad que tiene para alcanzar una condición de equilibrio habiendo estado expuesto a un disturbio físico dentro de una de sus zonas operativas[10]. Considerando pues, que un SEP se comporta de manera no lineal y además opera con constantes cambios en tiempo real, donde tales cambios pueden ser de carga, despachos de generación o incluso la misma topología de la red; por lo que el concepto de estabilidad dentro de un sistema eléctrico, es claramente una idealización del control de diversas variables para a partir de la naturaleza de la falla y dadas sus condiciones iniciales antes de que esta se produzca el sistema pueda responder de manera adecuada; cumpliendo de esta manera los preceptos de estabilidad de los cuales se habla en [11] y en [12][13] reafirman, estableciendo que conforme los límites de estabilidad se ven afectados y consecuentemente reducidos, la capacidad con la que cuenta un SEP determinado de poder transmitir la energía se ve reducida, ya sea por lo elementos que en el capítulo anterior se expusieron (Límites térmicos, Magnitud de Voltaje, Estabilidad Angular, Estabilidad Transitoria)[12], denotando en pocas palabras, que tales conceptos son los que determinan la capacidad de transferencia máxima de energía en un SEP.

2.2.1.1 Impacto desde la implantación de tecnología en un SEP

Estos elementos limitantes, pueden ser modificados realizando cambios importantes dentro de la operatividad o modificando la misma topología de la red al momento de agregar más nodos de generación a nuestro sistema; en forma alternativa los dispositivos FACTS permiten tener el control seguro sobre las restricciones que se mencionan en el párrafo anterior, además de la flexibilidad que proporcionan al sistema, los cambios radicales operacionales o topológicos de la red, quedan en un segundo plano, ya que no son requeridos una vez empleado el dispositivo FACT; en donde su impacto es únicamente en la zona donde se ubica, de tal manera que el resto del sistema teóricamente permanece intacto sin sufrir ninguna consecuencia adversa[14] ante la implantación de este tipo de tecnologías basadas en electrónica de potencia.

El procurar que la potencia siempre pueda ser la máxima sin causar ninguna interrupción no prevista o consecuentemente producir daños físicos perpetua en las cantidades eléctricas anteriormente mencionadas dado[12]. Ante este contexto, los dispositivos FACTS permiten abordar un control de manera segura sobre tales limitantes que estamos considerando para que el sistema sea estable.

Es pues necesario, dado lo anteriormente dicho en el párrafo predecesor a este, que visto desde un punto de vista analítico el contexto adoptado en la problemática a la que están expuestos los SEP en nuestros días en cuanto a su estabilidad, son diversos; vistos desde los distintos puntos de vista tanto de aquellos que investigan el comportamiento de los mismos, así también como de las entidades que operan tales sistemas, hasta el día de hoy es importante recalcar que el tema de los diversos métodos aplicados en la mayoría de los casos prácticos con los que se han abordado aquellos problemas de estabilidad en la mayoría de SEP, ha sido a través de prácticas tradicionales con métodos convencionales[4] que comúnmente se han delegado a los generadores del sistema[12], para de esta manera encomendar la tarea de controlar los flujos

de potencia mediante la modificación y/o adiciones de potencia al sistema, por otro lado el problema creciente de regulación de voltaje en los SEP se ha solucionado muy a menudo con cambiadores de taps con referencia al voltaje de los generadores; así también como con métodos de implantación de equipos que tienen como finalidad modificar reactancias de línea a través de reactores o capacitores en serie con la línea y en determinados casos cuando el sistema es sometido a cierto estrés eléctrico, se llegan a utilizar transformadores de magnitud o ángulo, mayormente conocidos como desfasadores para poder de esta manera controlar estáticamente la potencia activa, pues en la práctica normalmente tales transformadores desfasadores operan con el valor de fase fijo según [12], [15], [16].

Queda claro el acercamiento hacia las prácticas mejor conocidas para poder mitigar hasta cierto punto aquellas frecuencias en materia de estabilidad que se ven relacionadas con los SEP en nuestra actualidad, especialmente con aquellos los cuales han o están incursionando en hacer más variable el mix de generación dentro de su topología, incluyendo fuentes de generación renovables a gran escala, en respuesta a las nuevas exigencias y a la necesidad de renunciar a métodos convencionales de generación para poder representar un paso hacia un desarrollo sostenible con los recursos y medio ambiente; el que un sistema sea inestable se puede traducir en el incremento progresivo de la separación angular y una caída de tensión en las barras del sistema, pudiendo de esta manera producir fenómenos como el colapso de tensión que pueden resultar perjudiciales para las planeaciones de generación en el SEP en general, puesto que el sistema se expone a provocar salidas tanto de generación como de carga, así produciendo apagones ya sea sectoriales o en algunos casos incluso totales en el sistema.

2.2.2 Planteamiento de Estabilidad Transitoria

En diversos estudios de estabilidad transitoria, es aceptado que ésta, abarca tres elementos clave para poder entenderla de una mejor forma, es tal que [6], [11], [13], [14], [17], [18] dirigen su enfoque hacia uno o todos los siguientes aspectos físicos relacionados con cantidades eléctricas a la hora de considerar temas de estabilidad en los SEP, en donde se segmenta como: Estabilidad Angular, Estabilidad de Frecuencia y Estabilidad de Tensión. Por consiguiente, es importante discernir entre cada una de ellas por separado para poder parametrizar la naturaleza de la estabilidad en un sistema determinado, por lo que se entenderá que la estabilidad angular afecta a la capacidad de las máquinas de mantener el sincronismo con el sistema, ya que en el momento donde se ve afectado este punto, el balance de torques de las máquinas síncronas entran en un punto de transitoriedad de estado, obedeciendo a ciertas leyes y balances físicos que se verán próximamente expuestos; la estabilidad de frecuencia por otro lado afecta la capacidad de mantener la frecuencia dentro de un rango determinado a la cual las máquinas pueden oscilar dadas sus características físicas para reaccionar ante rechazos de cargas o toma de las mismas, es decir, el mantener un equilibrio de frecuencia para mantener el balance entre generación y consumo, todo esto en tiempo real; por último la estabilidad de tensión, donde es una de las características más notables ya que de ella depende el balance de potencia reactiva y equilibrio del mismo control de tensión[19][20], que es uno de los puntos en donde este trabajo de tesis expondrá su enfoque para poder controlar los flujos de potencia y consecuentemente mejorar dicho parámetro en el SEP español, todo esto con la certeza de que tal enfoque pueda plantear una solución o alternativa a problemas como huecos de tensión o el fenómeno del colapso de tensión; antes de que estos se presenten en el sistema debido a la actual demanda existente en el sistema, en donde se sabe que los SEP en general normalmente

operan cerca de los límites de estabilidad para poder gestionar de una mejor forma los recursos de generación en el sistema[20], o incluso el manejo de transacciones energéticas entre áreas operativas ante el constante cambio topológico de las redes y las políticas de comercio de las mismas.

2.2.2.1 Focalización de Estabilidad Dinámica de un SEP

El hecho de que el fenómeno de la estabilidad de voltaje sea de gran interés en la actualidad y en este trabajo, es el hecho que tal como se describe en la sección introductoria, es un hecho que los SEP modernos, se ven limitados por muchos factores ya expuestos anteriormente, pero uno de los más determinantes es la estabilidad de tensión, ya que un colapso de la misma, representa una de las limitaciones reales y más agravantes en cuanto a la transferencia de energía a través de las líneas de transmisión [21].

Es por lo tanto un problema al cual se ha atacado bajo la vía de métodos que puedan aumentar en el sistema la potencia reactiva en el mismo, para de esta manera aumentar el margen de estabilidad de tensión, más adelante se verá que la adaptación de dispositivos FACTS al sistema los cuales dotan de una robustez considerable al SEP ante este fenómeno y adopta en otros términos la funcionalidad de control de los flujos de potencia a conveniencia[3], [6], [19], [22], [23].

Es clave entender el concepto de estabilidad dentro de un SEP, en donde ya hemos mencionado los parámetros eléctricos que se ven involucrados dentro de este fenómeno, pero para tener un concepto más concreto, se hace necesario conocer también el funcionamiento y reacción de las máquinas síncronas ante cualquier cambio de estado de la red, ya que la estabilidad de un sistema se debe a fenómenos electromecánicos que se traducen en movimientos pendulares en los rotores de las máquinas y movimientos que producen perturbaciones que alteran y hacen oscilar las magnitudes eléctricas[13]. Recordando pues, que el principio bajo el cual esta máquina opera es por la ley de la Fuerza de Lorentz de la cual se deriva la Ley de Inducción de Faraday y la Ley de la Fuerza sobre una corriente dentro de un campo magnético [24].

Es imprescindible para la operación continua del SEP, entender la importancia que supone hoy día los Sistemas Eléctricos de Potencia, para el desarrollo de las sociedades, por ende, el hacer un indagatorio en esta temática de estabilidad supone un hecho bastante de bastante interés, ya que es a través de conceptos propios en donde se garantiza y fomenta la estabilidad y operatividad normal en las vías de generación y transporte energético de cualquier red, en donde se tiene como objetivo, el permanecer en un régimen aceptable, en cuanto a sus variables de estado a lo largo del tiempo y en rangos aceptables, en donde pudiesen existir variaciones las cuales deben de ser controladas para procurar la continuidad segura del SEP en todo momento.

Para que lo anterior suceda y pueda cumplir su cometido de mantener el constante servicio energético a las distintas necesidades que se demandan en el ámbito energético por las numerosas aplicaciones de consumo, desarrollo y ampliación de los sistemas modernos, es necesario poder determinar el comportamiento y las limitaciones que tiene un S.E.P, para así, definir y focalizar aquellos aspectos los cuales deben de poder entrar en vigor en el momento que sea necesario, esto para poder decir que el sistema no solamente es estable bajo una operación normal, sino que también es robusto ante atenuaciones o fallas que pudiesen darse en cualquier sector de los existentes en él mismo, instando los mecanismos necesarios para

poder garantizar una alta confiabilidad para garantizar una disponibilidad del funcionamiento y finalidad de transporte energético hacia las cargas del sistema sin tener que interrumpir el servicio hacia los consumidores de la red; en un SEP se debe poder asegurar que cuando es perturbado desde un estado operativo de régimen aceptable es capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado de operatividad normal. Para esto se define y argumenta el sustento físico-matemático que da origen al análisis de la estabilidad transitoria de un SEP, con la definición de la ecuación de movimiento.

2.2.2.2 Planteamiento Matemático de Variables de Interés

Tratando de entender de una mejor forma la máquina síncrona, la cual se considera que abastece la demanda como se verá a seguidamente; esta debe de producir una energía mecánica tal que ponga en marcha el rotor a la velocidad de sincronismo, así de esta manera el generador estando excitado el devanado de campo, dar lugar a un flujo ϕ_0 , en donde sin cargas existentes conectadas al devanado de armadura el flujo es nulo ($\phi_{ar} = 0$) en el circuito del devanado de armadura, generando de esta manera un voltaje inducido normal a ϕ_0 [24]; por otro lado si se conecta el generador a una carga, este entrega una corriente a un f.p.(factor de potencia) determinado, entonces los devanados trifásicos de armadura producirán un flujo distinto de cero ($\phi_{ar} \neq 0$) entendiendo que la unidad generadora estará girando a la velocidad síncrona ω_s [24].

Lo anterior expresado, es tomando en cuenta que se considera un generador síncrono trifásico cuyo rotor está sólidamente unido al de su motor primario, que es el que transfiere directamente el torque al rotor del generador (pudiendo ser tales motores primarios una turbina hidráulica, de vapor, de gas, motor diésel u otra fuente que produzca un movimiento mecánico).

De acuerdo con la segunda ley de Newton, el movimiento del generador el cual debe vencer el momento de inercia inicial vendrá dado por la expresión la cual considera el par motor aplicado por la fuente mecánica primaria, en donde resulta igual a la suma del par eléctrico del generador más el par amortiguador. Es preciso indicar que en el momento que el generador se encuentre en vacío, el par aplicado al rotor $T_m^0(t)$, será el necesario para vencer únicamente hacer girar el rotor sin ninguna fuerza contraria más que la de la fricción de los rodamientos; más en el momento en que el generador se encuentre alimentando una carga, se produce un par contrario sobre el rotor $T_e^0(t)$, el cual proviene de la interacción del flujo de armadura ϕ_{ar} y el flujo del inducido ϕ_0 . Por consiguiente, se obtiene que para vencer la fuerza inercial del rotor y hacerlo girar angularmente, nos apegamos a:

$$J\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) - T_a(t) \quad (1)$$

Donde:

J [$\text{kg}\cdot\text{m}^2$] = Momento de inercia del conjunto de masas acopladas al rotor del generador.

α_m [$\frac{\text{rad}}{\text{s}^2}$] = aceleración angular del rotor.

T_m [Nm] = Par mecánico suministrado por el motor primario.

T_e [Nm] = Par eléctrico suministrado por el generador.

T_a [Nm] = Par de amortiguamiento

Despreciando el par de amortiguamiento se llega a $T_e - T_m$ ó $T_m - T_e = 0$, esto significa que en estado estable, a una ω_s constante, el par motor aplicado por la fuente mecánica primaria acoplada al generador no se verá afectada, ya que no existirán en este estado perturbaciones en la energía cinética almacenada por la inercia del movimiento de este; esto por consiguiente se puede entender tal como [13] lo describe, de la siguiente manera:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt} = T_m - T_e = 0 \quad (2)$$

y

$$E_{cr} = \frac{1}{2} J \omega_{sinc}^2 = \text{constante} \quad (3)$$

Donde:

θ_m [Grados]=Ángulo mecánico del rotor con respecto al estator.

Entendiendo lo anterior, podríamos definir que teniendo (2) y multiplicándolo por ω_{sinc}^m , entonces llegamos a la expresión:

$$J \omega_{sinc}^m \frac{d^2 \theta_m}{dt} = P_m - P_e \text{ [Watts]} \quad (4)$$

Como $\theta_m = \frac{2}{p} (\omega_{sinc} t + \delta)$ donde al sustituir este término en la ecuación anterior, obtenemos:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ [p.u]} \rightarrow \text{Modelo Dinámico del generador} \quad (5)$$

Donde:

$$H = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sinc}^m \omega_{sinc}^m}{S_{3\phi}^{nom}} \left[\frac{MJ}{MVA} \right] \quad (6)$$

En donde δ se encuentra en radianes eléctricos y representa la posición angular del rotor con respecto de un eje que rota a ω_{sinc} , y la expresión en general está referenciada en por unidad, acorde a los valores base de las bases nominales de los generadores y ω_{sinc}^m está en radianes mecánicos/segundos.

Además, dada la siguiente Figura 1, en donde se puede ver la relación que tiene la potencia Max con δ , obtenemos:

$$P_e = P_{MAX} * \sin \delta \rightarrow \text{Modelo de la máquina síncrona} \quad (7)$$

Donde:

P_e =Potencia Eléctrica

P_{MAX} =Potencia Máxima que se puede alcanzar

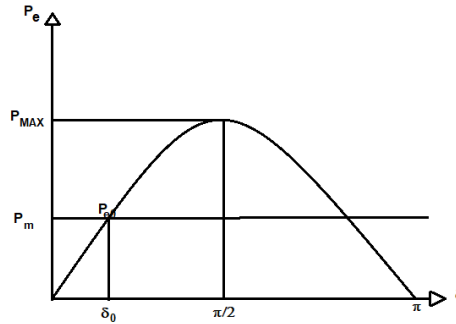


Figura 1. Diagrama de operación de una máquina síncrona en estado estacionario[14]

De modo que, uniendo la ecuación del modelo de la máquina síncrona con la ecuación del modelo dinámico del generador, obtenemos la ecuación de oscilación de movimiento la cual nos ayudará a entender mejor el comportamiento de nuestro sistema, desde los elementos más básicos.

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - (P_{MAX} * \sin \delta) \text{ [p.u.] } \rightarrow \text{Ecuación de Movimiento} \quad (8)$$

Hasta este punto, se ha descrito de manera simple, la ecuación y las relaciones de la misma de oscilación de un rotor del generador, todo ello con la finalidad de entender de manera física el comportamiento de este elemento y su reacción ante cualquier fenómeno externo, en donde comúnmente debe permanecer cierta armonía enmarcada dentro de parámetros de las cantidades anteriormente planteadas para poder asegurar que la máquina de generación eléctrica permanezca en sincronismo con el sistema de forma estable.

2.3 MÉTODOS CONVENCIONALES DE COMPENSACIÓN

A lo largo de los años, el interés de aprovechar al máximo las vías de transporte de energía eléctrica ha sido uno de los puntos clave hacia el cual el desarrollo de la industria energética ha apuntado, ya que es en el sector de transporte donde inciden muchos costos operacionales los cuales están sujetos a muchas variables, como ya en secciones anteriores se ha expuesto. En un sistema el cual trabaja en corriente alterna, el factor de potencia, es una relación crucial, ya que este afecta directamente la eficiencia de transporte energético y nos hace entender que el control del mismo es crucial para tener costos operativos de la red aceptables. Es debido a ello que se hace primordial el conocer y entender las causas de lo que supone el tener un factor de potencia bajo y por ende conocer aquellos métodos convencionales con los que se ha afrontado dicha problemática.

Este apartado, trata únicamente los métodos convencionales con los que se ha hecho frente a las necesidades de compensación reactiva en el sistema para poder operar de una manera óptima; es pues bien sabido que la forma tradicional mejor conocida para corregir estas deficiencias en el factor de potencia, es a través del uso de bancos de capacitores, que en la mayoría de los casos son conectados paralelamente a la alimentación de la carga; esto es válido para aquellos casos donde la carga es lineal, en otras palabras, cuando la corriente que circula es proporcional al voltaje aplicado, ya que para efectos de practicidad y por simplicidad de estos

sistemas, las impedancias se consideran constantes e independientes de la tensión y corriente[25].

2.3.1 Caracterización Tecnológica en los SEP

Es importante entender que hoy día los SEP tienen un comportamiento en la mayoría de los casos reales, un comportamiento el cual no obedece a la linealidad de sus cargas, por lo tanto en estos casos, la corriente no siempre es proporcional al voltaje aplicado por la fuente; esto es debido a que dentro de los sistemas actuales, cada día incrementa la interacción del sistema y la inclusión masiva de nuevas tecnologías que suponen una afección directa al funcionamiento lineal ideal, así también como elementos propios de la operación de los sistemas eléctricos, en donde estos condicionan el hecho que suscite en determinar la no-linealidad de los SEP como una naturaleza propia de ellos, ya que sin mencionar elementos de electrónica de potencia, hoy en día con una creciente adaptación a los sistemas modernos de transporte, generación, conversión y distribución de los SEP, se encuentran elementos de naturaleza electromagnética, como transformadores, alternadores, motores y en algunos casos el mismo arreglo de conductores de transmisión a lo largo de su disposición geométrica pueden representar una afección a este fenómeno, que como ya anteriormente se ha mencionado, en donde tales sistemas se operan cerca de sus límites de saturación, en este caso de su saturación magnética, entonces supone que su respuesta no resulta lineal.

2.3.1.1 Implicaciones Técnicas en la implantación tecnológica

Es por lo anterior que, en muchos casos, estas cargas no lineales, pueden generar armónicos; en donde sus efectos en muchos casos pueden deteriorar físicamente el SEP, ya que casusa calentamiento anormal entre transformadores, conductores de los neutros en los circuitos alimentadores y derivado, motores etc. Tal como [26] lo expresa. En donde se define que los efectos de los armónicos son corrientes o voltajes con frecuencias que son múltiplos enteros de las frecuencias fundamentales de la energía, en donde tales efectos pueden estar presentes en la tensión, corriente o incluso en ambos, al ser distorsionada la forma de onda correspondiente (normalmente se parte del hecho que es una onda sinusoidal pura, y un armónico representaría una distorsión es esta).

Los armónicos en el voltaje pueden producir o radiar interferencia en los sistemas de telecomunicaciones, además de también incidir en efectos negativos en los conductores de los SEP, en donde se generan corrientes armónicas en cargas lineales como motores de inducción y capacitores de corriente [26], [27]. Estos, los motores de inducción son particularmente vulnerables ante las altas frecuencias de efecto armónico en el voltaje, ya que incluso en algunos casos, como por ejemplo la quinta armónica, es de secuencia negativa (lo que crearía una resistencia en el giro del motor ya que ésta, representa una fuerza de rotación contraria), así también como en los transformadores puede representar pérdidas en el núcleo por corrientes de Eddy, así como en la histéresis del transformador, en donde estos dos efectos tenderán a aumentar a medida la frecuencia crezca, así como el hecho que las pérdidas en el bobinado debido al efecto piel sean mayores debido a la alza de la frecuencia[26], es por ello que prácticas como el utilizar transformadores delta-estrella en el diseño de los SEP se podría pues considerar que ha sido una de las formas tradicionales de tratar este problema, ya que numerosos estudios indican que cumplen la función de filtrar corrientes armónicas en el bobinado delta[28], más los

efectos de deterioro o afección en los elementos siguen presentes, por las razones anteriormente mencionadas.

2.3.1.2 Exposición de Tecnológica Convencional

Como se mencionó al principio de esta sección, la utilización de bancos de reactores (capacitivos en la mayoría de los casos prácticos) para controlar o compensar principalmente la caída de voltaje, ha sido una de las formas más tradicionales de dar solución a problemas de compensación en los sistemas eléctricos, mas hoy día se hace necesario poder ver más allá de los alcances para los que los SEP fueron diseñados, ya que tanto sus características operativas como topológicas, son dinámicas y por ende, suelen cambiar de manera abrupta en los SEP actuales en general; además, debido a la alta penetrabilidad de efectos como se ha mencionado anteriormente, de exposición de armónicos, es un punto considerable a tratar de tener en cuenta, ya que éste método en particular (implantación de capacitores), es uno de los que más sufre ante este fenómeno, ya que el sobrecalentamiento debido a mayores corrientes, normalmente causa numerosas fallas en ellos, aparte de saber que tales corrientes pueden traducirse en problemas mayores como el hecho que los sistemas de protección deban actuar ante ellos, o por el contrario sistemas de fusibles, interruptores y demás pudiesen estar expuestos a fallas considerables o totales. Se hace por otro lado importante el hecho de controlar en el sistema los desbalances que pudiesen darse en los sistemas trifásicos, puesto que estos pudiesen conducir a la existencia de corrientes en el neutro.

En la sección anterior, donde se mencionan los efectos transitorios de un sistema, se especifica de una manera específica en qué consisten; pero en muchos casos, encontraremos que terminología como transitorios y armónicos se mal utilizan como sinónimos a la hora de describir los fenómenos en un SEP[26], en donde su diferencia radica en el hecho que los transitorios, se presentan en lapsos de tiempo bastante cortos, mientras que un fenómeno de armónicos es un fenómeno estable; a pesar de que en ambos casos se produzcan distorsiones a las ondas de voltaje como de corriente, lo que concierne a una temática de mucho interés en la actualidad, tal como lo es la calidad de la energía eléctrica.

Es necesario entender, que los SEP actuales, tienen características distintas debido a la conformación de ellos mismos, su naturaleza o aplicación, y otros factores de diversa índole; en donde, debido a la variabilidad de estos, las soluciones para un SEP en específico, puede que no funcionen para otro, por lo que se hace necesario el hacer estudios específicos en cada uno de ellos para poder dar soluciones adecuadas y acertadas según sea la problemática.

Lo que es cierto que sucede muy a menudo en la práctica, es el hecho, que para aplacar problemas en la red, tales como regulación de tensión, en muchos casos donde no se tienen instalados ni siquiera equipos de regulación como lo pueden ser los reactores o equipos de electrónica de potencia, se opta tal como [12] lo menciona, en donde expone que esta tarea comúnmente es delegada a los generadores del sistema; haciendo de esta manera que los costos operativos incrementen. Así también como la utilización de transformadores con taps variables referidos al voltaje de los generadores; el problema con esto es el hecho que en muchos casos la reserva rodante del sistema es sacrificada en cierto porcentaje por problemas puramente operativos o de compensación continua, que condicionan a la red a operar de tal manera.

Durante mucho tiempo e incluso en algunos casos hoy en día, se ha añadían capacitancias puras al sistema, para corregir problemas en redes de transmisión en relación al mejoramiento del factor de potencia [29]. Lo anterior únicamente es factible siempre que la suma de las cargas fuese lineal o se asemejase a la linealidad en la práctica, debido a que como ya se ha mencionado anteriormente, los SEP actuales normalmente pueden estar expuestos a una penetrabilidad de cargas armónicas, las cuales pueden causar muchos problemas en este tipo de prácticas; esto lo explica y evidencia [30], en donde debido a que la impedancia de los capacitores disminuye con la frecuencia, y las armónicas pueden ser múltiplo de la frecuencia fundamental, los capacitores se vuelven una atracción de las corrientes de alta frecuencia, causando sobrecalentamientos y fallas que pueden acortar la vida de los equipos en una medida bastante alta. Tal problema, se expone siempre en [30][2][26], puede ser solucionado a través de la implantación de filtros que tengan la capacidad de reducir el flujo de corrientes armónicas.

2.3.2 Generalización Complementaria

En siguientes secciones, específicamente en 2.3 y 2.4 veremos que a pesar de las opciones propuestas tradicionalmente en el medio, existen otras alternativas que pueden ser implantadas para poder hacer compensaciones de las cantidades eléctricas dentro de los SEP actuales, que tal como se ha expuesto, es uno de los sistemas creados por el hombre de mayor complejidad no solamente técnica, sino también a un nivel de fenómenos que requieren estudio y razonamientos más profundos, para poder estar en plenas capacidades de lograr las metas de la actualidad energética, especialmente, el medrar hacia tecnologías aún en desarrollo que sea libres de emisiones contaminantes o que presenten reducciones considerables de estas, siempre respetando principios de la eficiencia energética y el consumo que crece a una tasa exponencial día a día.

Por ello es importante ver el esfuerzo que supone para la comunidad energética el controlar adecuadamente y aún más importante flexibilizar la transmisión en los SEP, ya que desde antes de la aparición de los FACTS como se ha expuesto, ya se hacían esfuerzos tales como la compensación reactiva en serie para aumentar el flujo en una línea de transmisión con conexión y desconexión manual, es decir que se cambiaba la impedancia característica de la línea a través de elementos serie con conexión serie en la línea, así también como los reactores conectados en derivación de igual manera conectados mecánicamente o de manera fija, se aplicaban para minimizar la sobretensión en la línea bajo condiciones de baja carga, en cambio los condensadores en derivación, nuevamente fijos o conectados mecánicamente, se utilizaban para elevar la tensión bajo condiciones de incremento de la demanda y aún hoy día este y las medidas anteriores se siguen utilizando para cumplir los propósitos de compensación en el sistema, en donde la inserción de estos elementos tiene como finalidad cambiar las características naturales de la línea de transmisión afín de incrementar sus prestaciones en el proceso de transmisión de potencia de un punto a otro de manera segura y coordinada con el resto del sistema.

Por lo que podemos deducir con esto, que tanto la compensación serie como aquella en paralelo o derivación, incrementan en forma significativa la potencia máxima transmitida, por lo que es razonable esperar que con controladores, que sean lo suficientemente rápidos y adecuados, estas técnicas de compensación sean capaces de cambiar el flujo de potencia en el sistema para

aumentar el límite de estabilidad transitoria y proporcionar un amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, así como el hecho de prevenir fenómenos como el colapso de tensión.

2.4 DISPOSITIVOS FACTS

Se ha indagado hasta este punto en las diferentes vías empleadas comúnmente para hacer frente a los fenómenos que se dan en un SEP, en donde muchas veces conduce a imprecisiones operacionales que consecuentemente pueden causar un colapso en el sistema y su funcionamiento dentro de lapsos de tiempo que en muchas ocasiones pueden ser considerables y puede representar costos monetarios bastante elevados; en el pasado los SEP eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos (lo que actualmente conocemos hoy día como sistemas pequeños aislados de la red o sistemas denominados islas), hoy día los SEP se han desarrollado de una manera abrumadora, tal como se ha expuesto a lo largo de los segmentos anteriores, en donde las interconexiones del mismo, no solo entre aquellas entidades que prestan el servicio en una determinada área o país sino también, entre sistemas internacionales los cuales se ven afectados mutuamente y por ende la complejidad operativa y técnica aumenta, en donde normalmente esto obedece a cuestiones principalmente económicas y de seguridad operacional del SEP [2], [3], [23].

Ya la complejidad de los sistemas actuales es bastante demandante, y a esto se suman los cambios acelerados en ellos a nivel mundial, en donde también forman parte fundamental cambios en las reformas estructurales de los mercados energéticos[31], [32]; en donde tales estructuras como ya fue mencionado, económicas, requieren que la energía eléctrica sea transportada y orientada dentro de un SEP de manera definida, siempre cumpliendo los estándares de calidad energética, y abasteciendo el resto de las necesidades que supla el SEP, incluyendo el control de su estabilidad y control de eventos no planeados en todo momento (fallas, fenómenos transcientes etc.).

Ya en la sección anterior se pudieron dar a conocer ciertos métodos los cuales se han venido usando de manera tradicional en los SEP, para poder tener un mejor control de los mismos, más tales métodos quedan cortos a la hora de abordar las necesidades con las que hoy día se enfrentan la mayoría de aquellos sistemas los cuales no solamente están cambiando sus fuentes base de generación energética por opciones menos contaminantes, sino también sus políticas dentro de sus mercados energéticos los cuales demandan una flexibilidad la cual, métodos convencionales son incapaces de suplir bajo las condiciones adecuadas sin incurrir en riesgos o afecciones a otras áreas del SEP, por lo que tales métodos según [4], [14], [23], [33], [34] no pueden abarcar de manera correcta las expectativas futuras de desarrollo en los sistemas energéticos.

2.4.1 Consideraciones de Implementación Tecnológica

Hasta el momento, se ha manejado dados los elementos que se ha abordado dentro de este documento, un concepto hacia los SEP y sus elementos como estáticos en cuanto a su comportamiento ante cambios de cualquier índole, tales como sus transformadores, métodos habituales de compensación y en especial las líneas de transmisión, es decir se ha deducido que a pesar de la complejidad de tales sistemas, no son flexibles a la hora de reaccionar a cambios de la misma red, sino que al haber un ligero cambio, afecta de manera considerable aquellas

zonas aledañas las cuales deben de ajustar sus parámetros para poder seguir operando en zonas de estabilidad fijadas por las entidades de regulación operacional; debido a esto y a que el control de los flujos de potencia es bastante limitado por métodos convencionales, ya que los parámetros de la red son fijos, y las respuestas hacia las contingencias que pudiesen aparecer son lentas y en muchos casos imprecisas, se vuelve un problema que acrecienta la no-versatilidad con la que se manejan los flujos de potencia dentro de sus distintas interconexiones existentes en una determinada área o entre varias de ellas a la hora de comercializar el fluido eléctrico[35]–[38].

Tales comportamientos imprecisos pudiesen obedecer a distintos factores, entre ellos el factor de decisión humana a la hora de la operación, pero también el hecho primordial, es el que tales elementos dentro de lo convencional en los SEP, son principalmente elementos los cuales están controlados por dispositivos mecánicos, los cuales son lentos y requieren un extenuante programa de mantenimiento debido al desgaste de los mismos. Por ello primeramente es necesario entender la manera en que el flujo de potencia dentro una red se desplaza de un punto a otro dentro del SEP; esto viene dado por las siguientes expresiones, en donde se puede ver dada la Figura 2 que para este caso se considera un sistema sin pérdidas para simplificar el análisis:

$$P_{ij} = V_i V_j \frac{\sin(\delta_{ij})}{X_{ij}} \quad (9)$$

$$Q_{ij} = \frac{V_i^2}{X_{ij}} - \frac{V_i V_j \cos(\delta_{ij})}{X_{ij}} \quad (10)$$

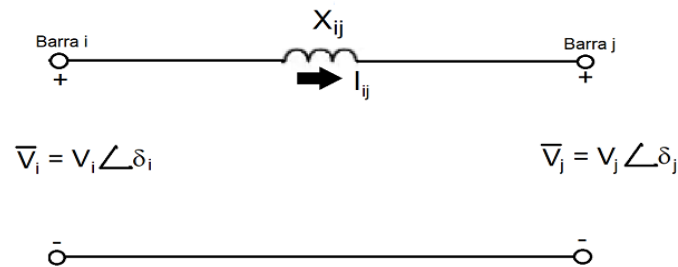


Figura 2. Representación de modelo de líneas considerando únicamente la reactancia serie

Donde:

P_{ij} = Potencia Activa transmitida de un nodo i a un nodo j

Q_{ij} = Potencia Reactiva transmitida de un nodo i a un nodo j

V_i = Magnitud de tensión en el nodo i

V_j = Magnitud de tensión en el nodo j

δ_{ij} = Diferencia angular entre los nodos j e i

X_{ij} = Reactancia de línea entre los nodos i-j

Como se puede observar, la potencia transmitida a través de una línea en un SEP de un punto a otro, depende de los parámetros que posea la red en determinado momento, es por ello que constantemente el tiempo determina diferentes acciones en el mismo sistema, ya que este es dinámico; más se puede estimar que el control del flujo, depende básicamente de las cantidades eléctricas arriba descritas, es decir voltaje en los extremos de la línea, reactancias de la línea y diferencias angulares entre los voltajes de sus nodos ubicados en sus extremos en donde se conoce por norma general que en condiciones estables tal ángulo puede estar entre $0-30^\circ$ es decir $\frac{\pi}{6}$ rad eléctricos y en condiciones de emergencia se puede llegar a 45° es decir $\frac{\pi}{4}$ rad eléctricos a fin de tener un margen de seguridad para los procesos de estabilidad del SEP.

2.4.2 Implicaciones y Características de los Dispositivos FACTS

Como ya se ha visto, convencionalmente se han utilizado distintos elementos los cuales ajustan dentro de un margen determinado los parámetros de tensión y ángulo para controlar de cierta manera los flujos de potencia, más el parámetro de la reactancia de línea hasta este momento con lo descrito, no es posible que sea modificado; es por ello que los dispositivos FACTS, hoy día están formando parte de la planeación y diseño de la mayoría de los SEP que están entrando en una transición tecnológica en donde los métodos tradicionales quedan cortos a la hora de abordar temáticas que se han discutido en la sección anterior, donde se hablaba de los métodos tradicionalmente usados en la compensación; en donde cuando se habla de compensación de una línea de transmisión se busca aumentar ya sea la potencia activa o reactiva en donde para ello es preciso modificar las variables que anteriormente se describen.

El concepto de funcionamiento en estos dispositivos, es el uso del desarrollo de la electrónica de potencia, la cual a partir del desarrollo de tecnologías basadas en elementos de estado sólido como diodos y tiristores o GTO (Tiristores de Desactivación por Compuerta), buscan un control más directo de los flujos de potencia a través de la modificación de los parámetros anteriormente señalados, dando así una respuesta a la subutilización de los medios de transmisión, ya que tales dispositivos permiten operar las vías de transmisión cerca de sus límites térmicos sin poner en peligro la integridad del sistema o la viabilidad operacional, aparte de tener facultades como la de controlar el direccionamiento de los flujos de potencia a conveniencia de lo que se estime, por lo que esto contribuye a mejorar las transacciones energéticas entre áreas y en muchos casos abaratar la operación de los mismos SEP a través del aprovechamiento de sus fuentes de producción que sean económicamente más viables para abastecer la demanda[2], [36], [38], [39].

Este método de control de los flujos a partir de este tipo de tecnología, abre un abanico de oportunidades al sistema, como la de amortiguar oscilaciones de potencia y estabilizar el sistema ante atenuaciones y distorsiones potencialmente peligrosas para la continuidad del servicio[19], esto no se podría lograr con elementos puramente mecánicos, puesto que como ya se mencionó, carecen de la capacidad de reacción y son muy lentos, sin mencionar su desgaste físico, a diferencia de aquellas tecnologías basadas en tiristores los cuales según [33] pueden conmutar hasta dos veces por ciclo sin deteriorarse.

Por esto y las distintas aplicaciones en donde se sigue investigando sobre las prestaciones que ofrecen los FACTS, abren oportunidades sin precedentes para la regulación en la transmisión de corriente alterna, incrementando o disminuyendo el flujo de potencia en líneas específicas,

además de responder de manera casi inmediata a los problemas de estabilidad angular, y que por esto último según [40] reciben su nombre. El hecho de describir los dispositivos FACTS se hace pues necesario, ya que su funcionalidad fuera de la diferencia de composiciones físicas comparadas con los métodos expuestos en la sección anterior, donde se describen aquellos elementos que han sido utilizados para modificar las cantidades eléctricas necesarias para la manipulación de los flujos de potencia, y donde se podrá apreciar que tales elementos contienen el concepto funcional bajo el cual los FACTS avalan su funcionamiento y operación; es decir que también constituyen una tecnología la cual trata de manipular P_{ij} , Q_{ij} , V_i , V_j , δ_{ij} y para efecto único de los dispositivos flexibles X_{ij} , el cual con métodos tradicionales no era posible según [40].

Las tecnologías FACTS, se basan en elementos que pueden ser conectados en paralelo, serie o de manera mixta en relación a la línea de transmisión, en donde permiten de esta manera cambiar y controlar alguno de los parámetros antes mencionados según sea el tipo de FACT a considerar como se verá más adelante, en donde siempre predominará el hecho que su finalidad (la de los FACTS) es el aumentar la transmisión de potencia, en donde se han consolidado como una alternativa de solución a muchos de los problemas que actualmente enfrenta el sector eléctrico, debido a que permiten controlar los parámetros que rigen la transferencia de potencia en el sistema, con la finalidad de mejorar el desempeño, eficiencia y prestaciones con las que cuenta un SEP, así también como el hecho que estas tecnologías están sujetas a una serie de beneficios como los que ya se han mencionado, resaltando el hecho que pueden abaratar las vías o rutas de transmisión energéticas establecidas para la comercialización de energía, especialmente cuando ciertas áreas energéticas precisan importar energía de otras las cuales presentan mejores márgenes económicos en cuanto a la producción o fuente energética[41].

2.4.2.1 Caracterización de Dispositivos FACTS

El hecho que estos dispositivos, tengan tantas características las cuales hacen de un SEP tradicional, un sistema más robusto ante muchas deficiencias las cuales hoy día son un impedimento para vencer los límites que hoy día se establecen en los sistemas para garantizar márgenes de seguridad operativa, hacen de estos elementos una pieza básica para los sistemas expuestos a cambios drásticos de cara al futuro, en donde tendrán que tener tecnologías para el control independiente de la potencia activa y reactiva de forma instantánea, procurando tener menores pérdidas de energía aparente durante el proceso, además de tener menores requerimientos de compensación reactiva y tener un margen económico viable y atractivo para agilizar la implantación de nuevos recursos de generación barata y limpia al sistema sin preocuparse por la topología existente ya en el sistema; todas esas características son los puntos en los que tecnologías FACTS las cuales conciernen al desarrollo y avances de la electrónica de potencia, impactan directamente en ellos.

Tales tecnologías atribuyen nuevas fronteras no solamente técnicas, sino económicas a la hora de comparar límites operativos y factibilidad económica dentro de aplicación de distintas tecnologías en el sector de transmisión, las cuales hoy día según [42] hacen que los sistemas de AC tengan físicamente mayores capacidades de transmisión a distancias que antes eran únicamente factibles para sistemas en DC ya que día con día aumenta la viabilidad de la implantación masiva de este tipo de elementos al sistema, ya que representan una disminución de costos operativos y a la larga de proyectos nuevos en general al tener en cuenta las facultades

con las que robustece los SEP, incluso hoy día en el sector dedicado a ver el aspecto económico de los SEP, se abren nuevos campos de sumo interés, puesto que tales elementos implantan modelos de negocio orientados a servicios complementarios en el rubro de la transmisión de energía a través del control de la tensión en zonas o áreas específicas, control de flujos o soporte de estabilidad angular y de tensión, estas como ya se ha indagado en las secciones que preceden a esta, se pueden englobar dentro de las cualidades que aportan los dispositivos flexibles FACTS.

Las características principales de estos dispositivos denominados FACTS, son el control de la impedancia o reactancia de una línea, puede proporcionar un poderoso medio de control de la corriente en el sistema, además cuando el ángulo δ no es grande, como suele ser el caso en los SEP, el control de X (reactancia) o el ángulo δ proporcionan sustancialmente el control de la potencia activa de manera relativamente sencilla; es también consecuente a esto que el control del ángulo (puede ser con un regulador de ángulo de fase), que a la misma vez controla o mantiene fija la tensión, proporciona un medio bastante atractivo para controlar el flujo de la corriente y por ende, el flujo de potencia activa cuando el ángulo no es grande, teniendo en cuenta que tal ángulo está establecido su límite en 30° en condiciones normales y 45° en estado de emergencia. Además de esto, existen dispositivos FACTS que pueden también inyectar una tensión en serie con la línea de transmisión, lo que prácticamente genera un nodo extra, en donde también es perpendicular al flujo de corriente como se verá más adelante, este puede aumentar o disminuir la magnitud del flujo de corriente, dado que el flujo de corriente se retrasa 90° con la tensión, significando que la inyección de potencia reactiva en serie proporciona una alternativa para controlar la corriente en la línea y por tanto la potencia activa. También existen aquellos que no solamente suponen el inyectar una tensión en serie, sino que son dispositivos que controlan la magnitud y la fase de la corriente de línea a través de la implantación de un fasor de voltaje con un ángulo variable en el sistema, de esta manera puede proporcionar un control preciso del flujo de potencia tanto activa como reactiva.

Dado que la impedancia de la línea en por unidad suele ser pequeña en comparación a la potencia del sistema, un controlador en serie como los que se discuten en el párrafo anterior, a menudo será considerado de la misma manera, es decir una pequeña fracción de la potencia que maneja la línea, tal y como lo representa la impedancia de la misma.

La combinación del control de impedancia de línea con un controlador serie y la regulación de tensión con un controlador en derivación, se le denomina un controlador híbrido en donde permite tener un control de P y Q .

2.4.2.2 Clasificación según Esquemas de controladores FACTS

Como ya lo hemos podido connotar, los dispositivos FACTS se pueden clasificar según su tipo en:

- Controladores Serie
- Controladores en paralelo o derivación
- Controlador serie combinado
- Controlador en derivación y serie

Es por ello que se hace importante la ampliación descriptiva de cada uno de los tipos de estos dispositivos para poder discernir de una manera más adecuada la forma en que trabajan estos

dispositivos y la parte conceptual del presente trabajo pueda ser corroborada y avalada por esta sección.

2.4.2.2.1 Controlador Serie

Puede concebirse como una impedancia variable o un capacitor, reactor etc. O una fuente variable basada en electrónica de potencia a frecuencia fundamental[40] que inyecta tensión a la línea tal y como ya se había expresado anteriormente.

Existen dos esquemas dentro de los mercados actuales, de esta configuración serie, una dotada con almacenador de energía y la otra sin este elemento almacenador.

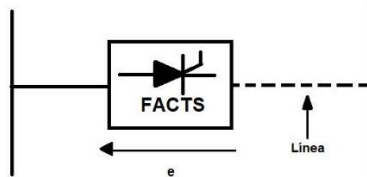


Figura 3. Diagrama de un controlador serie sin almacenamiento de energía

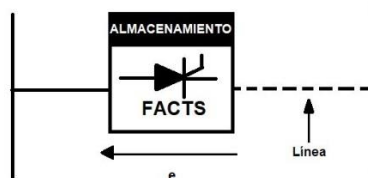


Figura 4. Diagrama de un controlador serie con almacenamiento de energía

Tal como se puede apreciar en los dos diagramas, el elemento de electrónica de potencia en esta configuración, es ubicado en serie con la línea, con la finalidad de inyectar una tensión la cual puede variar a conveniencia según sean las condiciones del sistema en determinado momento, visto de esta manera es una impedancia variable la cual es multiplicada por la corriente que fluye a través de la línea y esta a su vez constituye una tensión en serie la cual puede modificarse instantáneamente.

Según [37], [40] estos dispositivos serie, mientras la tensión esté en cuadratura con la corriente de línea, el controlador sólo aportará potencia reactiva y cualquier otro ángulo de fase representará o implicará un manejo de la potencia activa, por lo que se hace crucial notar que un controlador serie, tiene un impacto considerable sobre la tensión de la línea y por consiguiente directamente sobre el flujo de la corriente y consecuentemente sobre la potencia a través de la línea como ya se ha explicado, es decir a través de este controlador es posible limitar el flujo de potencia que pasa sobre una determinada línea. Es por esto que numerosos estudios tales como [5], [6], [40], [41] denotan una clara preferencia por los controladores serie a la hora de controlar el flujo de corriente y potencia además del amortiguamiento de oscilaciones en comparación a controladores en derivación o paralelos, ya que los serie permiten tener un control sobre la impedancia serie de la línea de transmisión, que es uno de los parámetros que determinan el flujo de corriente y consecuente potencia a través de la línea de transmisión.

Hay que hacer énfasis en las distintas posibilidades que se tienen hoy día a la hora de poder contar con un FACTS de conexión serie con la línea, entre esas posibilidades se tienen las siguientes:

- Compensador Serie Estático Síncrono (SSSC)
- Capacitor en Serie Controlado por Tiristores (TCSC)
- Reactor en Serie Controlado por Tiristores (TCSR)

Comercialmente se tiene registro según [5] que uno de los controladores o dispositivos FACTS mas difundidos y conocidos en los SEP, es el STATCOM, el cual obedece a una conexión serie con la línea a través de un transformador en donde su lado primario estaría conectado en serie con la línea y el secundario estaría conectado el dispositivo de electrónica de potencia en donde podría variar de acuerdo a las imágenes Figura 3 y Figura 4.

2.4.2.2.2 Controlador en paralelo o derivación

Esta consiste en manipular una fuente variable o impedancia variable en función de la corriente que transita la línea o una combinación de ambas para de acuerdo a esta poder inyectar una corriente externa en el punto de conexión. Esto último ocurre en el momento en que la impedancia variable conectada a la tensión de la línea, causa un flujo de corriente variable y de esta manera el controlador inyecta la corriente a la línea; es preciso mencionar que según [37], [40] mientras la corriente inyectada esté en cuadratura con la tensión de línea, el controlador en derivación solamente produce o consume potencia reactiva, cualquier otro ángulo de fase representaría un caso de control de potencia activa como también reactiva.

De manera simplificada el modelamiento de un FACTS paralelo, se puede ver como una fuente de corriente que extrae o inyecta corriente a la línea, por lo que en algunos casos incluso se utiliza como filtro activo [12].

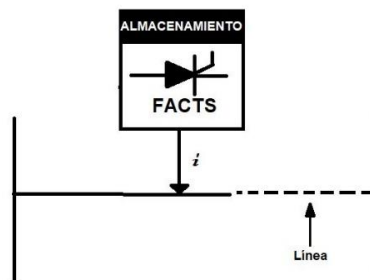


Figura 5. Diagrama de un controlador paralelo con almacenamiento de energía

Al igual que los controladores en serie, estos también pueden prescindir del almacenamiento de energía, más lo común dentro del mercado según [5] es que al ser paralelos vengán comúnmente con almacenamiento de energía. La ventaja de los dispositivos en paralelo a la línea presentan ciertas ventajas técnicas a la hora de ser instalados en comparación a los controladores en serie, ya que estos, los paralelos no requieren una intervención directa de la línea y este puede ser utilizado para más de una línea a diferencia del serie que se necesita un controlador por línea, esto pudiese incidir de cierta manera en las decisiones a la hora de considerar la implantación de este tipo de tecnologías en los SEP los cuales están requiriendo un control de sus cantidades eléctricas más fiables en tiempo real. Dadas las características de este tipo de controlador, los del tipo derivación cumplen las funcionalidad de controlar la tensión alrededor del punto donde existe la conmutación con la línea y el dispositivo, a través

de la inyección de corriente reactiva en atraso o adelanto, es preciso nuevamente mencionar la capacidad de inyectar corrientes las cuales puedan controlar tanto potencia activa como reactiva para el control más efectivo de la tensión y amortiguamiento de oscilaciones de tensión según [40].

Existe una cualidad la cual tienen los controladores con conexión en derivación, esta es el hecho que puede conectarse a una barra, independientemente del número de líneas que estén conectadas a esta[33], de esta manera son una opción bastante asequible para aquellos sistemas, donde existe un número considerable de ramas de alimentación o carga que coinciden en un mismo nodo, la contrariedad del dispositivo en derivación es el hecho que no puede controlar el flujo de potencia sobre las líneas tal y como lo puede hacer el dispositivo serie.

Dentro de los dispositivos FACTS más conocidos con conexión en paralelo de manera comercial[33] están:

- Compensado Estático de reactivo (SVC)
- Capacitor Controlado por Tiristores (TSC)
- Reactor Controlado por Tiristores (TCR)
- Compensador Estático Síncrono (STATCOM)

Véase que el STATCOM también forma parte de los controladores conectados en serie, en donde tal tipo de controlador tiene diversidad de configuraciones, más en estado de conexión paralela pueden estar presentes en configuraciones electrónicas que cumplan la función de una fuente de corriente ó CSI (Current Source Inverter por sus siglas en inglés) aunque como ya se mencionó un dispositivo en paralelo puede controlar la tensión alrededor del punto de conexión, es decir que paralelamente se puede de igual manera pensar en un STATCOM que cumpla la función de una fuente controladora de voltaje o VSI (Voltage Source Inverter por sus siglas en inglés), además comúnmente existen configuraciones de dispositivos FACTS las cuales son orientadas únicamente para ayudar a reducir las oscilaciones del sistema.

2.4.2.2.3 Controlador Serie Combinado

Este es un tipo de controlador el cual admite la combinación de dispositivos de conexión serie los cuales estén coordinados en un sistema de transmisión que pueda considerar las tres fases ó incluso tener más de un hilo por fase; esto con la dinámica de poder distribuir de manera balanceada la carga entre las líneas a las que esté conectado el controlador, de manera que permite a través de un enlace de potencia inclusive la transferencia de potencia activa entre las líneas consideradas en su conexión, además de proveer compensación reactiva a cada línea.

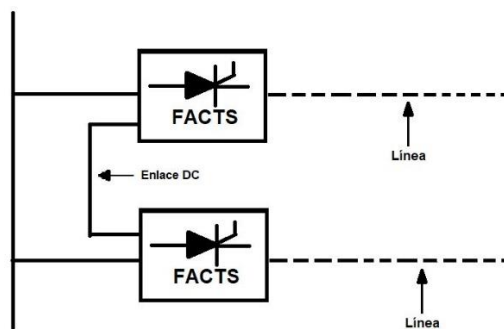


Figura 6. Diagrama de un controlador serie combinado con otro serie

Sus mismas características de conexión, hacen posible el balance del flujo de potencia tanto activa como reactiva en las líneas y de esta manera hacen aún más eficientes las vías de transmisión; en este caso los controladores se hacen llamar controladores de flujo de potencia interlínea o unificado, en donde tal término representa que sus terminales DC de los convertidores SSSC de todos los controladores se conectan para lograr una transferencia de potencia activa entre sí.

2.4.2.2.4 Controlador Serie y Paralelo

Este controlador permite combinar dispositivos en tanto en serie como en paralelo y combinados, en donde se coordinan para controlar de manera óptima las cantidades eléctricas de acuerdo a las necesidades que tenga el sistema; de esta manera el control de flujo de potencia se vuelve más asequible y estable, ya que la unificación de elementos en serie y derivación hacen de este dispositivo un controlador mucho más estable y robusto.

Es importante destacar el hecho que estos dispositivos pueden trabajar de manera independiente, es decir un controlador serie y un paralelo estar funcionando y operando bajo la misma línea, o pueden estar coordinados mediante el enlace en corriente continua para que su control sea efectuado en conjunto de acuerdo a las necesidades que posea el sistema en determinado momento; en el mercado existen las configuraciones de este tipo a través del enlace, sin el enlace (independientes) y con el enlace más un almacenamiento de energía entre ambos controladores.

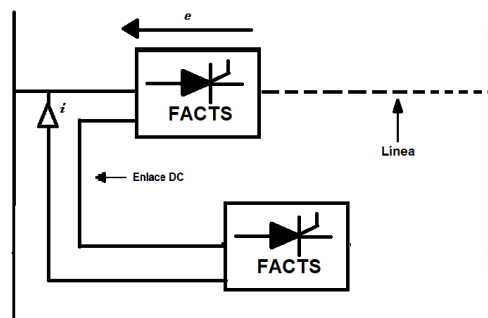


Figura 7. Diagrama de un controlador serie combinado con un paralelo

El principio de funcionamiento de este tipo de dispositivo, es el de inyectar una corriente a través de la conexión del dispositivo en derivación y al mismo tiempo inyectar una tensión a través del controlador en serie con la línea.

Los tipos más comunes de controladores unificados según [33], [40] son:

- Controlador Unificado de flujos de potencia (UPFC)
- Transformador cambiador de fase

Los controladores híbridos, es decir estos que se basan en la combinación de controladores serie y paralelo, pueden ser tri-filares para configuraciones monofásicas donde se controla una tensión línea a línea y una corriente, tal como trabajan ciertos medidores de energía hoy en nuestro medio ó también pueden ser unifilares para sistemas trifásicos en donde se controlan tres tensiones y tres corrientes independientemente por fase.

Estos controladores abren un gran campo de acción, y muchas ventajas tal como se puede observar tanto por la descripción de cada uno de ellos, pudiendo así lidiar con situaciones

adversas a las que esté expuesto el SEP tal como se ha expuesto en secciones y capítulos anteriores.

2.4.2.2 Clasificación Tipológica de dispositivos FACTS

Además de tener presentes los FACTS dadas las cualidades que poseen de acuerdo a su forma esquemática de conexión, se hace importante detallar y clasificarlos de acuerdo a su tipo, en donde podemos encontrar los siguientes:

- Controlados por Tiristores
- Controlados por Convertidores VSI
- Controlados por Convertidores CSI

Los controlados por tiristores, usan elementos reactivos y transformadores cambiadores de taps controlados por tiristores, dentro de los que se pueden diferenciar los siguientes:

- Compensador Estático de VAR (SVC)
- Regulador de voltaje controlado por tiristores (TCVR)
- Regulador de ángulo controlado por tiristores (TCPAR)
- Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC)

Estos dispositivos controlados por tiristores, según [12], [20], [33] et.al. a pesar que siguen un funcionamiento similar a los dispositivos controlados mecánicamente, poseen una respuesta mucho más rápida al estar operados por controles que tienen una reacción instantánea por sus accionamientos sofisticados; además en [40] se menciona que en dispositivos controlados a través de tiristores, la potencia reactiva que se requiere para obtener una compensación en el sistema, es generada o absorbida por sistemas de capacitores o reactores, en donde los tiristores se usan exclusivamente para controlar la impedancia reactiva combinada que tales sistemas (condensadores y reactores) representan para el SEP, por tanto en aquellos sistemas los cuales su control se basa en el comportamiento de los tiristores, tales elementos representan a su vez una admitancia reactiva variable en la red de transmisión, por lo que en este caso se puede hablar de una impedancia variable del sistema o de la línea.

De acuerdo con [26], la compensación capacitiva serie, puede resultar en una resonancia eléctrica por debajo de la frecuencia fundamental, que a su vez, puede interactuar con las resonancias mecánicas de los sistemas de generación rotativos como ser turbina-generador por tener un ejemplo, que alimentan la línea y de esta manera puede provocar una resonancia subsíncrona total del sistema; mientras que la compensación capacitiva en paralelo acoplada a la impedancia inductiva del sistema, puede resultar en una resonancia por encima de la frecuencia fundamental, en donde pueden coincidir con las frecuencias armónicas dominantes de multiplicidad 3,5 y 7 del SVC y del SEP, o poder estar cerca de ellas, es por ello que la implantación de tales tecnologías debe de estar regido bajo la plena supervisión y estudio previo antes de la implantación al sistema.

Controlados por Convertidores VSI y CSI: Son aquellos controlados por puentes formados por conmutadores con control de encendido o apagado, bien sean los denominados GTO (Tiristor desactivado por compuerta) ó transistores IGBT (Transistor Bipolar de puerta Aislada por sus siglas en Inglés); en donde cabe destacar que a este grupo pertenecen los siguiente FACTS:

- STATCOM Compensador estático síncrono

- SVS Fuente de tensión Sincrónica
- SSSC Compensador serie estático síncrono
- UPFC Controlador unificado de flujos de Potencia
- IPFC Controlador de flujos de potencia interlínea

Este tipo de FACTS, emplean fuentes de tensión auto-conmutadas para proporcionar rápidamente, de forma controlable y estática fuentes síncronas de tensión y corriente, además este tipo de dispositivos son considerados superiores ante los controlados por tiristores, en donde al comparar su desempeño, queda evidenciada la capacidad de respuesta y holgura en sus posibilidades, esto de acuerdo a la comparativa que hace [43] entre los distintos tipos de controladores.

Por ende queda pues, establecidas las capacidades y beneficios que hacen de los FACTS una propuesta no solamente para la implantación por el presente funcionamiento de los SEP, sino también su uso como uno de los recursos indispensables para poder hacer una transición energética hacia las nuevas tendencias de generación, en donde los sistemas precisan de un control orientado de los flujos de potencia para poder hacer más rentables los SEP tanto en su topología esquemática como en su operatividad, en donde tal control del sistema, especialmente el control de flujo puede ser beneficioso para seguir los contratos energéticos existentes y futuros a fin de satisfacer las necesidades propias de las empresas de servicio público y consumidores finales, ya que el hecho de que las tendencias económicas de las fuentes renovables en los últimos años han decaído a un nivel bastante acelerado debido a la fuerte masificación de tecnologías verdes alrededor del mundo según [43], en donde hoy día se prevé que tal incidencia de tecnologías como la eólica o solar apuntan a un crecimiento en su presencia en los SEP's globales.

Además, el hecho de aumentar la capacidad de transferencia energética de los sistemas ya existentes, es en sí una ventaja bastante atractiva vista desde el punto de vista económico y técnico en donde tales tecnologías hacen de la transmisión de energía, un proceso más eficiente en cuanto a los recursos de los que se disponen para poder realizarla, ya que tales dispositivos hacen que las líneas puedan acercarse más a sus límites térmicos durante el proceso sin esto representar un riesgo, lo que por consecuencia hace que los sistemas en AC sean más competitivos a la hora de ser comparados con los sistemas de transmisión en DC, ya que las capacidades térmicas de los sistemas dictaminan la distancia de seguridad de los mismos.

2.5 ENLACES HVDC

Las tecnologías de transmisión día con día están evolucionando debido a las radicales y cambiantes necesidades que las sociedades están demandando, en donde la energía la cual se necesita abastecer con dichos cambios, viene de la mano con la temática sobre la mejor manera de transportar los recursos generados a través de las distintas tecnologías que integran el sector de generación dentro de un SEP; debido a ello y a que las estadísticas según fuentes como [44] denotan que el aumento de las energías renovables va en ascenso, no solamente debido a sus prestaciones medio-ambientales las cuales han impulsado la implantación masiva en respuesta a las enormes cifras de CO₂ y otros elementos contaminantes que supone el proceso de fuentes de generación convencionales, sino también debido a datos estadísticos como los de Figura 8 donde claramente se puede apreciar la evolución de los costes de generación energética de

acuerdo a la tecnología, en donde se puede ver que el empuje y atractivo hacia las renovables se hará notar más en los próximos años, debido a que incluso la generación con carbón supone estar generando energía a un costo más elevado que con eólica o solar fotovoltaica; esto hace necesario que las vías de transferencia energética desde los puntos donde se genera, puedan ser lo suficientemente robustos y confiables para poder desarrollar la tarea y más importante aún, ser capaces de flexibilizar el sistema ante adiciones de generación limpia, y con esto poder integrar de manera óptima las distintas tecnologías del mix energético.

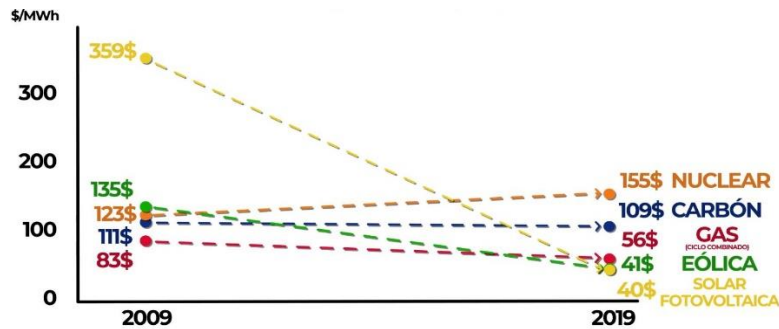


Figura 8. Evolución de costes, acorde a las distintas tecnologías energéticas[44]

La tecnología de Transmisión en corriente continua, más conocida como transmisión HVDC, es una tecnología que en las últimas décadas se ha ganado el agrado de un sector considerable de la industria energética, esto debido a las prestaciones y facilidades técnicas que trae el instalar dentro de una red enlaces de este tipo; en el contexto de ser una opción que garantice una óptima gestión, fiabilidad y flexibilidad ante los cambios a los que están expuestos los SEP, la tecnología HVDC puede brindar muchos beneficios a la hora de ser comparados con sistemas convencionales de transmisión en corriente alterna [45], además el hecho de contar con enlaces en DC puede inferir en los análisis sistemáticos de los SEP en general a la hora de hacer un análisis de flujos de potencia, en donde la inclusión de segmentos HVDC inciden directamente en el análisis ya que las condiciones en estas áreas son más predecibles y estables, en donde está por consecuencia es una ventaja por sobre la topología de los SEP.

2.5.1 Implicaciones en Implementación de Enlaces HVDC

Dado que la mayoría de nuestras fuentes de generación, lo hacen a través de máquinas giratorias, es pues preciso indicar que el flujo de potencia que se vierte al sistema a partir de un generador, obedece a cantidades en donde la corriente y voltaje no son directos, sino de naturaleza alterna, es debido a esto que la tecnología HVDC básicamente ha sido delegada al sector de transporte, en donde la red de corriente alterna alimenta el nodo inicial del enlace en DC, es decir el punto donde se encuentra el rectificador, en donde comúnmente lo que se antepone a este punto en la práctica es un transformador que pueda llevar los niveles de voltaje de la red AC al nivel de tensión adecuado para convertidor AC/DC o rectificador, seguidamente a partir del punto de la conversión la corriente en la línea es DC, la cual es independiente de la frecuencia y fase de las secciones en AC que anteceden al rectificador; tales líneas pueden ser aéreas, submarinas, subterráneas o encapsuladas en ductos especiales, esta variedad de configuraciones es posible gracias a las características físicas que seguidamente se explicarán; al final de la línea se ubica otro convertidor el cual tiene la tarea de convertir la corriente continua en alterna nuevamente, este recibe el nombre de inversor DC/AC.

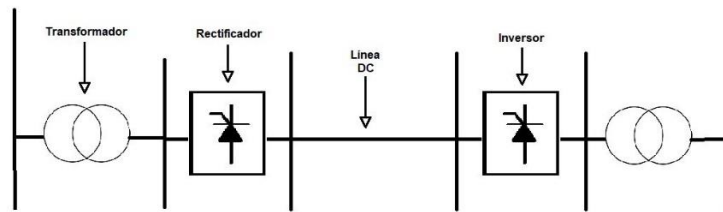


Figura 9. Sistema de conversión de AC-DC-AC

Cabe destacar el hecho que un enlace en corriente continua, es independiente a una serie de problemas u obstáculos, los cuales en las redes de corriente alterna se tiene que lidiar; obstáculos como lo puede ser los problemas asociados a su misma naturaleza, es decir dado que los sistemas en corriente alterna dependen de variables como la frecuencia, y que a su vez generan campos variables, lo que de acuerdo a sus particularidades existentes en las redes en AC, hacen que sean bastante flexibles con la inclusión de nuevas estructuraciones en su topografía para de esta manera aumentar su fiabilidad y robustez de la misma red; mas es debido a esas mismas características que en sistemas de corriente alterna, aquejan problemas como los que se explican y detallan en la primera sección de este capítulo, en donde dentro de las características adversas por su misma naturaleza, los sistemas en AC pueden sufrir desde problemas de armónicos, colapsos de tensión, desbalances angulares entre nodos, y añadido a esto está la limitante del límite de distancia de transmisión, debido a que en sistemas de corriente alterna convencionales, existe un límite de distancia, establecido por la capacidad térmica de las líneas, ya que estas alcanzan su límite térmico mucho antes que un sistema en DC, además de llevar a cabo el proceso de transmisión de una manera menos eficiente que en HVDC, ya que sin mencionar que las pérdidas en las líneas en HVAC son mayores, el hecho de que en los sistemas de continua, se puede controlar a conciencia la potencia a transmitir en donde únicamente se transmite potencia activa, a diferencia que en AC es necesaria la potencia reactiva, la cual hace que el conductor tenga menos capacidad para transportar potencia real, esto ligado a que también el hecho de tener efectos que hace que el sistema presente mayores pérdidas.

2.5.1.1 Tendencias en los Mercados Energéticos Actuales

Debido a que actualmente la tendencia en la utilización de materias primas para la generación energética, tal como pudimos observar en la Figura 8 es el crecimiento de las tecnologías renovables, en especial la energía eólica y solar debido a que en presentes años la tecnología se ha desarrollado y masificado de tal manera, que hoy día la generación con este tipo de tecnologías se puede percibir es mucho más baratas que otras fuentes convencionales, esto radica en que para las fuentes convencionales, el precio de la energía está ligado al precio del mismo combustible, el cual en casos como el petróleo, carbón ó gas (LNG, LPG o cualquier otro combustible gasificado) es variable hoy más que nunca [46], hace que la necesidad de controlar la segura transmisión de energía económicamente más viable, pueda llevarse a cabo, esto ha sido en muchos casos como [46]–[49] se expone la versatilidad con la que un sistema HVDC proporciona al sistema y en casos de sistemas con una congestión en los sistemas de transmisión viene a ser una solución práctica y segura tal como se indaga en [47].

Es pues necesario esclarecer que la tecnología HVDC, es una tecnología que no compete en muchos casos con la tecnología de dispositivos FACTS, puesto que estas se complementan una

a la otra en muchos casos; es por esto que el rol de HVDC, por razones económicas, es interconectar sistemas de potencia de corriente alterna, donde una interconexión de AC confiable sería demasiado costosa; puesto que debido a las cualidades técnicas y a la alta capacidad de transmitir energía a grandes distancias por parte de la tecnología HVDC, esta se ha popularizado según [50], además el hecho de poder transmitir grandes cantidades de energía proveniente de fuentes renovables sin causar los usuales problemas de estabilidad que provocan estas tecnologías al SEP hacen de esta, una alternativa con la cual se puede contar para poder integrar, desarrollar y migrar hacia un modelo energético productivo con menos impacto y huella ambiental, tal como en nuestros días se están fundamentando los cimientos y en algunos casos ya se han dado pasos agigantados para poder cumplir con ello.

2.5.2 Generalización de Criterio

Tal como se ha explicado anteriormente, al comparar un sistema de transmisión en corriente continua con uno en alterna, más allá de la distancia de equilibrio que ya anteriormente se ha concertado que en HVDC es superior y es uno de los puntos que ha hecho que sea bastante considerado en numerosas propuestas técnicas y proyectos alrededor del mundo, la transmisión en HVDC es más económica cuando se sobrepasa cierta distancia concertada a partir de los 600km según [51], [52] en donde para casos de cables submarinos o subterráneos se hace aún más factible la transmisión en HVDC en donde la transmisión convencional presenta demasiadas pérdidas y complicaciones técnicas.

Cuando hablamos de corriente continua en el ámbito de transmisión, es importante reconocer que tal segmento en DC no será capaz de dar soporte reactivo al sistema, puesto que este únicamente transfiere energía activa, a pesar que sus convertidores de electrónica de potencia requieran un mínimo de energía reactiva que normalmente se suplente externamente o hacen aparición los dispositivos FACTS de forma complementaria en los extremos de conversión, específicamente o comúnmente un VSC [40]; otro punto importante es el hecho que dicho enlace no contribuye en ningún momento a las fallas en los sistemas aledaños en corriente alterna del SEP, lo que hace que sean instalados en zonas donde el sistema presente precariedad o necesidad de seguridad vial energética.

2.5.2.1 Aspectos e Implicaciones en la Implementación de Sistemas en DC para SEPs

La construcción de líneas de transmisión a menudo se vuelve más sencilla y económica que un proyecto pensado para CA, ya que por unidad de longitud es más barato, ya que requiere únicamente dos conductores en una configuración base, a diferencia de los sistemas trifásicos que ya requieren más inversión debido a la necesidad de llevar una o varias líneas por fase, además la envergadura de la estructura de las torres en AC suelen ser mayores, por lo tanto más costosas en ese sentido, por otra parte, como ya se ha mencionado el sistema en DC requiere de convertidores los cuales hacen que esta sea la consideración económica fuerte a la hora de comparar los sistemas, por otro lado la proliferación y la aceptación de esta tecnología día con día crece y los precios para su aplicación se van haciendo más competitivos según [53].

La integración y los mercados energéticos de hoy día, hacen que los SEP de distintas regiones puedan conjuntarse para formar redes más robustas pero a su misma vez más complejas, no solamente por la necesidad de expansión en las políticas de comercialización cuando sucede esto, sino también por las diferencias técnicas que pudiesen existir entre los sistemas, entre

ellos el uso de frecuencias distintas, la tecnología HVDC hace posible la conmutación segura de sistemas con distintas características sin poner en riesgo a ninguno de los dos.

Los SEP vistos desde una perspectiva medio-ambiental, son interesantes de analizar los efectos de perturbación o impacto que pueden acarrear son tan vastos como pueden ser la deforestación para crear los corredores o vías de transmisión para ubicar las torres sobre las que van distribuidas las líneas, en un sistema HVDC existen efectos que lo caracterizan como puede ser el efecto corona e ionización del aire, que en muchos casos puede producir interferencias en las telecomunicaciones, ruido y generación de ozono, aunque según estudios como [54] indican que es en cantidades bajas, además se tiene el hecho que el campo eléctrico aparece tanto en la líneas de transmisión como en la misma carga [51], de esta manera da lugar a campos eléctricos continuos y estáticos a orilla del corredor o bajo las líneas; es preciso mencionar que no se tienen registros de efectos nocivos [55]; estos efectos o inconvenientes son menores en los sistemas de CD que en los de AC, por lo que visto desde tal punto de vista se vuelven preferibles, como ya se ha mencionado a partir de cierta distancia de transmisión.

2.5.2.1.1 Implicaciones Técnicas

El hecho que sea un sistema de transporte más eficiente en su funcionamiento, puesto que sufre menores pérdidas en el proceso, hace que las plantas de generación puedan operar más eficientemente.

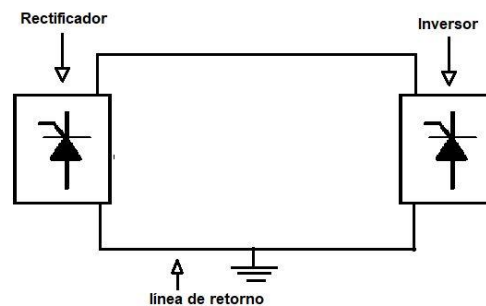


Figura 10. Enlace HVDC

Tal como se muestra en la Figura 8, el hecho que los sistemas HVDC tengan una línea de retorno, abre las posibilidades de utilizar la línea de retorno como un circuito independiente, lo que potencializa más al sistema al hacerlo más dinámico, esto y el hecho de que sean sistemas más eficientes, se pueden lograr gracias a que en HVDC no se genera el efecto común que sucede en transmisión AC, denominado efecto piel, en donde en sistemas de corriente continua se puede operar con gradientes de tensión mayores, incluso llegando a niveles UHVDC (Ultra High Voltage Direct Current por sus siglas en inglés). El HVDC es una de las opciones de flexibilización de la red a través de una aportación de solidez en materia de estabilidad y descongestionamiento, esta tecnología hace posible la conexión de sistemas asíncronos, y aporta estabilidad al sistema ya que este como se menciona anteriormente no aporta a las fallas o transitorios en el sistema, por otro lado dado que es una tecnología complementaria de los FACTS el hecho de poseer comúnmente un VSC en sus extremos para apoyar los convertidores, esto causa un efecto inmediato en las terminaciones del enlace, en donde favorece la estabilidad del sistema que se encuentra en concordancia o aledaño a este, además de que la configuración del HVDC con los VSC presentan una capacidad inmediata de controlar la dirección del flujo de potencia, pero sin

invertir la polaridad del enlace, ya que esto provocaría una elevada carga por campo eléctrico en el sistema de conductores.

Posiblemente uno de los inconvenientes que trae consigo este tipo de tecnología, es la necesidad de instalar equipos de filtrados de los armónicos debido al efecto que pueden tener los convertidores en este aspecto, lo que hace que las consideraciones económicas hacia un proyecto de HVDC sean más cautelosas; por otro lado es preciso mencionar que en los sistemas de corriente alterna el transporte sigue siendo el preferible debido a los costos que supone el convertir los niveles de tensión para las distintas necesidades que se tengan de una manera relativamente barata gracias a los transformadores de potencia, hecho el cual en un sistema de HVDC no es posible, puesto que esta no se puede transformar a otro nivel de tensión debido que para hacer esto se requerirían equipos de electrónica de potencia los cuales puedan elevar en pasos el potencial, lo que causaría que económicamente no fuese factible ni viable el HVDC.

2.6 CONCLUSIÓN

A través del presente capítulo se expusieron los cimientos científicos sobre los que este estudio sustentará gran parte de su desarrollo; en donde se concluye con la conceptualización formal de la dinámica que tiene la máquina síncrona en relación al funcionamiento tanto en estado estable como al presentarse un transitorio en el sistema, esto se desarrolla con la intención de dar a conocer las bases del comportamiento oscilante del elemento sobre el cual ofrece mayor dinamismo dentro de un SEP el cual es la máquina síncrona.

Además se establece dentro de este capítulo la importancia de evaluar el desempeño de los generadores sincrónicos, los cuales aportan energía al sistema interconectado, a través de la conceptualización del estudio de la estabilidad transitoria, para poder determinar la respuesta de los sistemas ante perturbaciones severas y leves; por ello se establece a través de lo plasmado en el capítulo que la estabilidad transitoria representa la capacidad para que todas las unidades del sistema que aportan generación de energía, puedan mantener el sincronismo entre sí, ante diversos escenarios críticos cuando el sistema es sometido a perturbaciones externas o internas del sistema; además se argumenta el hecho de hacer ver que ante tales eventos, el sistema sufre grandes variaciones de tensión, potencia y ángulos de los generadores sincrónicos.

Se esclarece de forma crítica el modelo bajo el cual se desarrollará el sistema de transmisión, o por lo menos el modelo del cual las líneas de transmisión transportarán de un punto a otro la energía, destacando este hecho debido a que las tecnologías a implementar las cuales han sido detalladamente descritas, tienen como tarea y finalidad el aportar una robustez y seguridad al sistema para garantizar la estabilidad del mismo.

Dicho lo anterior, se detalla el avance y conceptualización de las tecnologías tradicionales las cuales en capítulos futuros veremos implementadas de manera práctica en los modelos que este trabajo plantea en capítulos posteriores. Además de hacer una recopilación de datos científicos los cuales tratan de especificar y clasificar tecnologías basadas en electrónica de potencia, como lo son los dispositivos FACTS y los enlaces HVDC; estos últimos se describen de manera minuciosa y se establecen los alcances y características de ellos, y se hace notable el hecho que a diferencia de las tecnologías difundidas tradicionalmente en los sistemas de transmisión, estos requieren de un estudio minucioso previo a su implantación en un determinado sistema, pues

sus variabilidades en cuanto a la configuración misma de los dispositivos es muy diversa, tal como se ha descrito a lo largo del capítulo (principalmente los dispositivos FACTS).

Se establece el funcionamiento y tarea bajo la cual se prevé ver y estudiar los enlaces en HVDC, con motivo de poder discernir en las bondades y también limitantes que pudiese acarrear la implantación de este tipo de tecnología.

CAPÍTULO 3. “METODOLOGÍA”

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente capítulo, presenta el marco operativo bajo el cual se rige la metodología de análisis y procesamiento del trabajo; el cual busca determinar a través del análisis del efecto de la inclusión de elementos tecnológicos a la red, cuál de las opciones consideradas presenta una mejor adaptabilidad al modelo del SEP. Además, muestra la forma en que se orienta el desarrollo del trabajo, de manera que los elementos expuestos y denotados en los capítulos anteriores, puedan cumplir una estructuración lógica, de acuerdo a la finalidad de desarrollar paso a paso esta investigación, en donde para ello se sigue la ruta del diagrama de flujo siguiente:

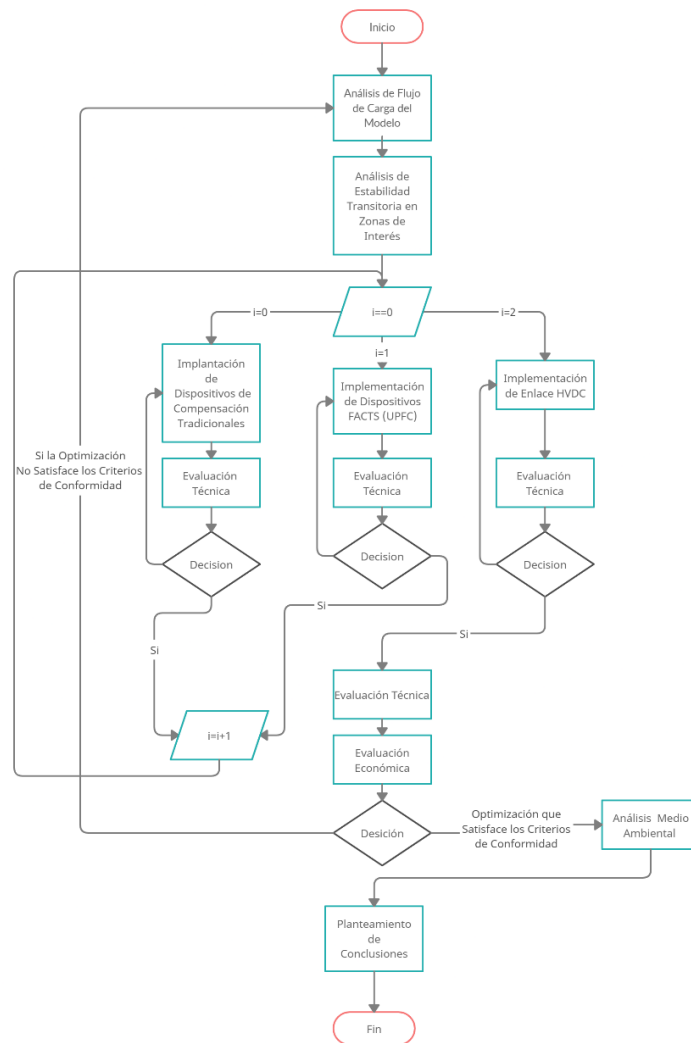


Figura 11. Diagrama de Flujo de Representación de metodología general

En este, se puede apreciar el hecho que dicho trabajo parte del análisis de los flujos de carga del modelo que se plantea en el documento al final de este capítulo, para seguidamente, hacer un análisis de estabilidad transitoria de acuerdo a las zonas de interés en nuestro modelo, para poder partir con cantidades iniciales que nos muestren el camino que emplearán los siguientes pasos en base a los resultados de estos pasos preliminares; seguidamente el capítulo trata de exponer los recursos a partir de los cuales se analizarán los aspectos de, flujos de carga y estabilidad transitoria, implantación de dispositivos de compensación convencionales, así también como la implantación de dispositivos FACTS y enlaces HVDC dentro del SEP, para de esta manera, poder ver un acercamiento hacia las bondades que cada una de las herramientas y más que todo configuraciones de mejoramiento del SEP a través de las acciones de implementación de elementos.

Esto a su vez, pretende ofrecer un mejoramiento sistemático de la operatividad, seguridad y tal como se verá en el Capítulo 5, aspectos económicos. Es importante mencionar el hecho que a través del planteamiento de la metodología a seguir en este capítulo se partirá del modelo de 8 Barras de la IEEE [56] para poder previamente discernir adecuadamente cada uno de los conceptos detrás de la metodología que se presenta.

Tal acercamiento técnico a través de los distintas etapas por las que pasa la metodología, nos permitirá apreciar la temática con la que los SEP se enfrentan hoy día al estar operando en mercados liberalizados, donde los convenios y estados contractuales energéticos muchas veces son desfavorables debido a las limitantes técnicas de transporte energético a través de la red o el hecho que el intercambio energético de dos o más zonas energéticas sea inviable debido a las mismas limitantes del sistema; este aspecto será presentado en la sección del modelamiento del sistema propuesto para efectos de acercamiento a la realidad del SEP español.

3.2 FLUJOS DE CARGA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los flujos de Carga, forman la parte esencial y el punto de partida para entender el comportamiento de cualquier red eléctrica de potencia, principalmente para conocer el estado preliminar de nuestro SEP en cuanto a la identificación de zonas vulnerables ante cambios al pasar de un estado estable a un estado de transición operacional ó al estar expuesto a transitorios provocados por fallas inesperadas en el sistema, es pues imprescindible para la operación continua de dicho sistema, entender la importancia que supone hoy día para los Sistemas Eléctricos de Potencia, el estudio meticuloso de la interacción de los elementos conformantes en un conjunto unificado, tomando en cuenta tanto el comportamiento individual de cada uno de ellos, en relación a la afección que provoca dicho funcionamiento individual de los elementos para el sistema en general. En el Apéndice B es posible ver el desarrollo y explicación de lo que acontece, el análisis de flujos de potencia con esta investigación.

El indagar en esta temática de flujos de potencia o también conocida como flujos de carga, supone un aspecto de bastante interés para la mayoría de los planteamientos de los diversos estudios en temática de sistemas eléctricos [57], ya que presentan de manera sistemática el comportamiento preciso de los SEP en general, por lo que el correcto análisis puede arrojar datos que pudiesen marcar la pauta para la implementación y planeación de nuevas estrategias tanto técnicas como económicas a las que la operación del sistema pudiese abordar de la mejor manera para perpetuar su propósito de satisfacer continuamente la potencia eléctrica requerida

por los consumidores, en todo momento y esto tomando en cuenta los aspectos de eficiencia y sostenibilidad de los recursos tanto disponibles como emergentes. El no cumplir con este cometido es notable debido a que las pérdidas económicas no solamente afectan al sector energético, sino que directamente a los sectores más sensibles de nuestra sociedad en general.

La necesidad de establecer un método específico para poder entender este paso dentro de la metodología general del trabajo, es de suma importancia, puesto que el análisis que conlleva la utilización del programa informático DIGSILENT a utilizar en el desarrollo del problema planteado en el capítulo 1, puede utilizar distintas formas de llegar a sus resultados, en donde hay que entender cómo funciona el raciocinio y lógica a la hora de analizar las distintas variables resultantes que puede darnos un SEP a la hora de analizarlo a través de programas computacionales con la finalidad de poder determinar la convergencia de los resultados que obtenemos para considerarlos como aceptables o correctos acorde a nuestras necesidades o criterios.

Los flujos de carga, tienen la finalidad de poder dar información valiosa para la toma de decisiones en la planeación operativa y durante cualquier cambio imprevisto que pueda sufrir el SEP, por lo que podríamos destacar que tales datos los cuales se busca obtener a través de un proceso de análisis de flujos de carga son:

- Tensiones en todas las Barras del Sistema
- Ángulo de todas las barras del Sistema
- Flujos de Potencia Activa y Reactiva a través de las líneas y elementos del SEP
- Potencias Reactivas necesarias de compensación en puntos regulables del Sistema
- Potencias Activas en determinados nodos en función de compensación por pérdidas en el SEP
- Pérdidas de potencia activa y reactiva en el SEP
- Complementación de Potencia para suplir la demanda en tiempo real

Es por estas razones, por las que el proceso de determinación de tal información debe ser puesto bajo un criterio óptimo, al ser un proceso que sea tan determinante y al mismo tiempo sensible ante la información que arroja, ya que este proceso (análisis de flujos de carga) han denotado un incremento notable en la fiabilidad de los sistemas actuales, que precisan de tener una certeza bastante alta en su seguridad, optimización, estabilidad, planificación y control de todas las variables de un SEP.

3.2.1 Selección de Método

Los flujos de carga o también conocidos como flujos de potencia en distintos textos, se define como una serie de procesos matemáticos que permiten el análisis en estado estable de un SEP, teniendo en cuenta las condiciones operativas y restrictivas de dicho sistema [58], por lo que tal como se ha mencionado, este posee una relevancia bastante notable a la hora de hablar de sistemas eléctricos en el ámbito de transporte, generación y distribución de energía eléctrica, así también como en ámbitos de comercialización y consolidación de contratos de mercantilización energética [59].

Dentro de esta sección es primordial el poder comprender la importancia en la selección del método adecuado de análisis que nos permitirá satisfacer los criterios de análisis que buscamos a la hora de presentar detalladamente el planteamiento metodológico, tal como en la sección

introdutoria de este capítulo se muestra. Por ende es preciso mencionar que un análisis de flujos de carga es también utilizado para poder entender y analizar nuevas expansiones, planificaciones operativas o incluso modificaciones topológicas a las que pueda estar expuesta la red; dicho esto, y entendiendo que dentro del proceso que se desarrolla en este estudio, la red o áreas específicas de esta, son sometidas a cambios bruscos que se pueden enmarcar dentro de esos aspectos mencionados, por tal razón queda de esta manera expresada la necesidad de hacer una selección adecuada de la metodología a seguir en un paso tan crucial como lo es este, para la optimización de las mejores condiciones operativas de nuestro SEP.

Es importante entender el hecho que normalmente los Flujos de Carga a pesar que son arreglos matemáticos destinados a analizar sistemas trifásicos, únicamente consideran los esquemas unifilares de estos sistemas [60], esto es debido a que tal análisis considera inicialmente que existe un balance entre sus fases, tal que puede ser considerados los resultados del equivalente unifilar como una aproximación bastante certera y confiable.

Existen diversos algoritmos matemáticos que han impuesto una forma de ver los sistemas de potencia, de una manera que podamos discernir en cuanto a su comportamiento y las causas de ello, más cada uno de esos algoritmos existentes tienen propiedades inherentes que debe poseer un método de solución, estas propiedades tal como en [57], [58] expresan, son:

- Alta velocidad computacional
- Baja capacidad de almacenamiento computacional
- Seguridad en la obtención de la solución
- Versatilidad y Simplicidad

Es preciso entender el porqué de estas propiedades, por lo que podemos hablar de aspectos y algoritmos matemáticos puros, más el hecho de contar con herramientas computacionales que tengan la tarea de desarrollar la convergencia matemática de las variables de interés, es más preciso hablar de tales algoritmos en tasas de procesamiento computacional, pues la alta velocidad de respuesta en muchos casos de nuestra actualidad son requeridos en los SEP que necesitan contar con los datos en tiempo real o en aquellos sistemas destinados a aplicaciones donde requieran desarrollar análisis de múltiples casos de flujos de carga para la evaluación de la seguridad operacional, entendiendo que al ser una herramienta para los sistemas reales, tales sistemas hoy día son bastos y aún siguen en expansión, por lo que para considerar modelos que se acerquen a las respuestas deseadas, normalmente se trabaja con grandes sistemas demandan un almacenamiento de información en la memoria de los ordenadores colosal, es por ello que si el algoritmo es más directo sin perder la confiabilidad de exactitud, y aproximación en sus datos, este es preferible a la hora de procesar el sistema modelado a través de métodos numéricos computacionales o incluso hoy día, métodos que vienen a revolucionar la manera de procesamiento de los algoritmos, como lo pueden ser las redes neuronales, machine learning y Deep learning[61].

En cuanto a la seguridad de los datos que se obtengan, se debe considerar la confiabilidad del algoritmo matemático para obtener soluciones para los casos que se requieran, incluso para aquellos donde se tengan condiciones adversas en el planteamiento del mismo, esto con la finalidad de determinar en tiempo real dentro del SEP, posibles salidas de elementos o alteraciones instantáneas en el mismo que pueden ser de naturalezas varias, tal como se vio en el primer capítulo; es interesante ver todos los aspectos a considerar, ya que a estos los debe

unir la versatilidad del método para poder tener la capacidad de manejar y controlar características convencionales para las que se piensa que pueden estar dentro de lo normal, así también como para particularidades especiales ya sea de funcionamiento de sus elementos, como lo pudiese ser un transformador de potencia con taps variables bajo carga u otro elemento tal como lo puede ser un dispositivo FACTS el cual puede de un momento a otro variar los valores de la red que tiene asignados controlar, así también como en sucesos imprevistos como estados transitorios en el sistema. Tales requerimientos que debe reunir un método, pareciese dirigirnos a procesos complejos, y en efecto así lo es, pues un SEP es uno de los sistemas que posee más complejidad tanto en su topología estructural, su variabilidad con sus elementos singulares que trabajan en conjunto dentro de una red mucho más grande y en especial a la hora de ser analizado, más el método de solución debe obedecer a un proceso algorítmico que pueda ser implementado computacionalmente, en otras palabras, debe de ser conciso y simple en cuanto a su estructuración de tareas y diseño de comandos.

A continuación, se presenta el diagrama representativo de las tareas que cumple un método numérico de análisis de flujos de carga, y que en su mayoría de los existentes siguen ya sea este procedimiento general variando quizás pequeños detalles expresados dentro del mismo, más siguiendo una estructuración similar: ruta del diagrama de flujo siguiente:

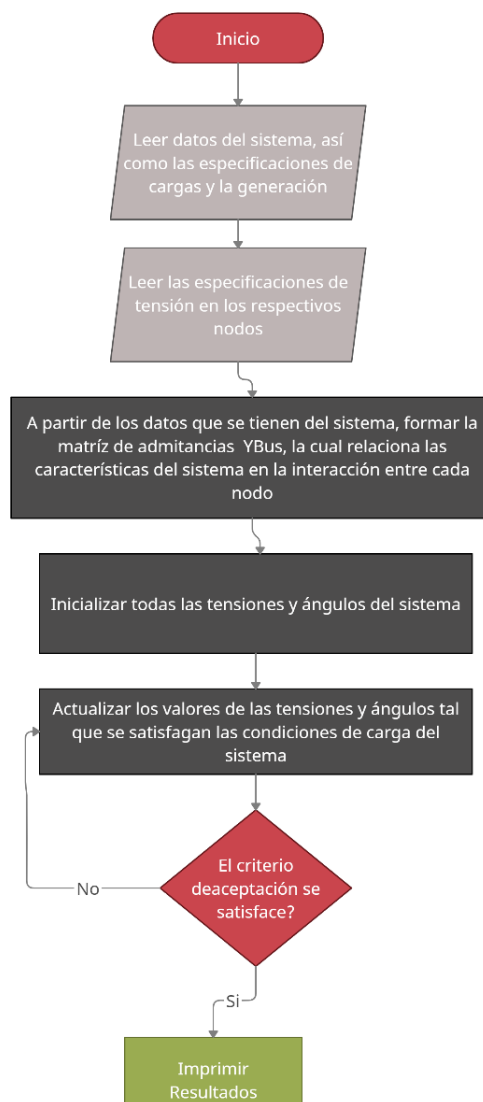


Figura 12. Diagrama de Flujo de Representación del algoritmo de solución general para un flujo de carga

Por consiguiente y en relevancia de la exposición de la metodología general que expone la Figura 12, es pertinente entender las distintas opciones que se tienen al representar un SEP dentro de un análisis de flujos de carga para poder dar solución a las incógnitas que se tienen en cuanto a sus variables de estado en estado estable, habiendo deducido que las opciones de análisis orientan a métodos matemáticos iterativos, tal como tras el motor algorítmico de los programas destinados al análisis de redes eléctricas poseen en su codificación.

3.2.1.1 Descripción de Métodos

Tal como registran [62], [63], en donde figuran estos como de los primeros métodos de soluciones factibles dentro de un esquema práctico y asimilable dentro del lenguaje de la digitalización para uso del análisis de redes de potencia, en donde la particularidad de los mismos es que desde ya empleaban la matriz Y Barra, ya que estos requerían menores recursos de almacenamiento en la memoria de los ordenadores de ese tiempo, por lo que resultaba bastante comprensible el hecho de elegir como métodos viables en la nueva corriente computacional con la implementación de métodos de solución a sistemas complejos, que estos métodos fuesen y se amoldasen a las capacidades limitadas de tal época[64].

Se argumenta en [58] que los métodos de Y Barra en sus inicios tuvieron serios problemas de convergencia en cuanto a su facilidad de alcanzarla; ya en estudios siempre de la misma época tales como [65], denotan una clara orientación hacia los métodos que se decantaban por la utilización de la Z Barra; esto debido a que tales métodos, convergen con mayor seguridad, más es notable según [66] que estos sacrifican notablemente la velocidad de cálculo y además los requerimientos de almacenamiento son mayores a medida el sistema a considerar se expande o es más grande; por otro lado el desarrollo de métodos como el de Newton-Raphson (N-R) y otros métodos en esa época fueron adoptados dentro del análisis de sistemas de potencia [67], [68]; de esta manera este último N-R redujo dramáticamente el requerimiento de memoria computacionalmente y las capacidades de convergencia fueron muy satisfactorias además de presentar un tiempo de cálculo bastante bueno, por lo que aún hoy día es uno de los métodos que más ha sido empleado tanto en la industria como en el ámbito de investigación de los SEPs.

Además de estos métodos, se han desarrollado métodos como aquellos que emplean programación no lineal según [58] y hoy día se desarrollan métodos de programación moderna ayudados de las redes neuronales computacionales, tal como se muestra en investigaciones como [69].

3.2.1.2 Definición de un Problema General de Flujos de Carga

Es importante conocer, de una manera simple, a qué se enfrenta el individuo a la hora de plantearse un método que satisfaga un proceso de análisis de flujos de carga; para esto es imprescindible entender que, por definición en este tipo de problemas, se busca conocer cuatro variables de estado en cada uno de los nodos (k) del sistema, siendo las siguientes:

- $P_k \rightarrow$ Potencia Activa en el nodo k
- $Q_k \rightarrow$ Potencia Reactiva en el nodo k
- $V_k \rightarrow$ Voltaje en el nodo k
- $\delta_k \rightarrow$ Ángulo de tensión en el nodo k

En donde únicamente se conocen al menos dos variables de estado por cada nodo (j), dando como objetivo primordial la obtención de las otras variables.

Una de las consideraciones más notables de las técnicas de análisis del desarrollo de flujos de carga es que son válidos para un sistema en estado estacionario, es decir para un tiempo t el cual es invariable, debido a que de ser de otra manera, el flujo de carga realizado y presentado en este documento, no sería válido; pues es de entender que a medida el tiempo pasa, todas las variables del sistema están prestas a cambiar debido a las mismas características de dinamismo que es propio del comportamiento mismo del sistema, dados los flujos de acuerdo a la disposición de generación y demanda que existe. Aunque hoy día la capacidad de procesamiento de los ordenadores, se presta para poder en ciertos casos mantener un constante flujo de estudios de flujos de potencia con la finalidad de obtener datos en tiempo real.

Dicho lo anterior es de suponer que las cargas expresadas en el sistema como aquellas que están siendo demandas, son definitivas, es decir no varían durante el análisis de flujo de potencia, pues es uno de los datos que en la recopilación de los mismos; es decir que el estudio de las variaciones de estas cargas pueden ser analizados a través de la aplicación de consideraciones de diversos casos, en cada uno de los cuales, la carga es constante; debido a ello, hoy día se utilizan simuladores tales como el que se hace partícipe en este documento (Digsilent, así también como existen otros tales como PSS-E o PowerWorldSimulator etc.) los cuales hacen numerosas iteraciones para determinar un caso estacionario, y para el momento de cambiar un valor de los inicialmente planteados vuelve a considerar otro estudio en el cual itera nuevamente hasta obtener un error mínimo.

Ya en capítulos anteriores, se mencionan los elementos que conforman normalmente los SEP de forma general, por lo menos aquellos considerados como principales, en donde se definía estrictamente la representación de un nodo en el sistema de potencia, como las barras a las que los elementos están conectados; en donde para la aplicación del análisis de Flujos de Potencia, cobra una importancia bastante notoria, pues es a través del planteamiento de los mismos los cuales el análisis toma su camino, debido a la distinción de los tipos de nodos existentes en un SEP, por lo que en general diremos que existen dos tipos de nodos, los de generación también conocidos como nodos PV, y los de carga, también llamados nodos PQ.

En los nodos de generación la potencia activa inyectada, es siempre conocida y la magnitud del voltaje es mantenida en un valor constante especificado; también existen nodos no generadores de potencia activa en los cuales la magnitud del voltaje permanece constante debido a una producción en él de potencia reactiva, estos nodos son llamados, nodos de voltaje controlado. Los nodos de carga o nodos de voltaje no controlados, son aquellos en que la inyección de tanto de potencia activa como reactiva se asume en todo momento que son constantes; al efectuar un estudio de flujos de carga, las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red no son conocidas de antemano; esto representa que el total de la potencia inyectada o generada no puede ser especificada desde un inicio del proceso de análisis.

Es debido a lo anterior que la generación de potencia real y reactiva de al menos un nodo, debe de ser determinada por la solución, donde el nodo que asume tal función es llamado también nodo de compensación, nodo de balance, nodo de referencia o slack. En la práctica este nodo corresponde a la planta de generación que tiene responsabilidades de control de frecuencia; por tal hecho es que usualmente se le asigna la referencia de fase del sistema; por otro lado, en programas computacionales existe la manera de que este nodo sea aquel que esté conectado a una red externa al sistema, tal como es el caso de Digsilent.

De manera que obtenemos de manera resumida la siguiente tabla:

Tabla 1. Tipos de nodos y sus variables conocidas y desconocidas

Tipos de Nodos	VARIABLES CONOCIDAS	VARIABLES DESCONOCIDAS
Voltaje Controlado	P, V	Q, δ
Carga	P, Q	V, δ
Compensación	V, δ	P, Q

Por tanto y entendiendo conceptualmente tales variables que se hacen indispensables conocer, se podría decir que el planteamiento inicial en un SEP y debido a que este está conformado por elementos lineales en cuanto a sus relaciones como puede ocurrir en:

$$I_{BUS} = Y_{BUS} * V_{BUS} \quad (11)$$

Donde:

I_{BUS} = Corriente circulando por un elemento de barra o nodo

Y_{BUS} = Admitancia vista desde tal elemento de barra o nodo

V_{BUS} = Tensión vista desde tal elemento de barra o nodo

Tal interpretación en la relación de la ecuación (11) hace que para tal caso, encontrar I_{BUS} a partir de V_{BUS} sea un caso lineal, mas obtener V_{BUS} a partir de I_{BUS} en cada nodo no lo es, y da lugar a muchas maneras de poder calcular y plantear dicho problema.

Para el ejercicio de este trabajo nos centraremos dado todo lo expuesto anterior en los métodos relacionados con Newton-Raphson, pues tal como [57], lo expone, es uno de los métodos más difundido dentro de la comunidad científica a la hora de analizar flujos de carga, además ya en otras referencias, vemos las ventajas ante los métodos que se derivan de Y_{BUS} y Z_{BUS} , los cuales hoy día se usan como referencias computacionales para propósitos educativos según [66].

Teniendo en cuenta que el método de Newton Raphson puede variar de diversas formas y de este derivarse sub-métodos como el Newton Raphson Desacoplado Rápido, Newton Raphson Acoplado Rápido, Newton Raphson Tradicional según[58], [66]–[68], el trabajo se decanta por corroborar la metodología a través del Newton Raphson Desacoplado Rápido, en vista de los resultados de procesamiento y versatilidad a la hora de manipular los datos de manera más directa según [58], entendiendo que este paso metódico es para corroborar la lógica detrás del motor de procesamiento del software Digsilent, en donde llevaremos a cabo nuestros flujos de carga iniciales de nuestro sistema tanto de muestra en donde se utilizará el sistema de IEEE 8 BUS oficial[57][56] y en el capítulo posterior se analizará directamente en el modelo construido de la red Eléctrica Española según la recopilación de datos obtenida en fuentes públicas.

3.2.1.3 Solución de Flujos de Carga por Newton Raphson desacoplado rápido

Tal método consiste en la misma interpretación que figura en el diagrama de flujo de la figura 10, en donde hay que denotar que el punto de partida previo para la resolución de un flujo de carga, es la representación gráfica del diagrama unifilar del sistema de potencia, indicando en cada nodo las variables que se conocen y las incógnitas que se pretende obtener tal como se

hace en Tabla 1, de donde se puede observar y recapitular que cada nodo tiene asociadas cuatro magnitudes tal como ya se había mencionado: el módulo de la tensión, el ángulo de la tensión, la potencia activa y la potencia reactiva; y que para cada nodo, dos de estas variables son conocidas y las otras dos son incógnitas que tienen que ser calculadas.

Las ecuaciones empleadas para calcular las incógnitas del sistema son las siguientes:

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n [G_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n) + B_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n)] \rightarrow \text{Potencia activa del nodo } k \quad (12)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N V_n [G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n)] \rightarrow \text{Potencia reactiva del nodo } k \quad (13)$$

Seguidamente y siguiendo la forma general de la Figura 12 se hace una estimación inicial de las tensiones de nudo V_0^k y fijar los valores iniciales de potencia en cada nudo P_0^k y Q_0^k , de manera que los valores queden inicializados tal que:

$$P^0 = \begin{bmatrix} P_1^0 \\ P_2^0 \\ \vdots \\ P_k^0 \end{bmatrix} \quad Q^0 = \begin{bmatrix} Q_1^0 \\ Q_2^0 \\ \vdots \\ Q_k^0 \end{bmatrix} \quad |V|^0 = \begin{bmatrix} V_1^0 \\ V_2^0 \\ \vdots \\ V_k^0 \end{bmatrix} \quad \delta^0 = \begin{bmatrix} \delta_1^0 \\ \delta_2^0 \\ \vdots \\ \delta_k^0 \end{bmatrix} \quad (14)$$

A partir de este punto se requiere utilizar la ecuación (12) y (13), para de esta manera poder calcular tanto la potencia activa como reactiva en todos los nodos a partir de los valores iniciales estimados, dicho esto se obtiene:

$$P^1 = \begin{bmatrix} P_1^1 \\ P_2^1 \\ \vdots \\ P_k^1 \end{bmatrix} \quad Q^1 = \begin{bmatrix} Q_1^1 \\ Q_2^1 \\ \vdots \\ Q_k^1 \end{bmatrix} \quad (15)$$

Una vez se han desarrollado los pasos anteriores se calcula la diferencia entre los valores iniciales de potencia obtenidos anteriormente, tal que:

$$\Delta P^1 = \begin{bmatrix} P_1^0 - P_1^1 \\ P_2^0 - P_2^1 \\ \vdots \\ P_k^0 - P_k^1 \end{bmatrix} \quad \Delta Q^1 = \begin{bmatrix} Q_1^0 - Q_1^1 \\ Q_2^0 - Q_2^1 \\ \vdots \\ Q_k^0 - Q_k^1 \end{bmatrix} \quad (16)$$

En sucesivas iteraciones se actualizarán los valores de P_i^1 y Q_i^1 a P_i^2 y Q_i^2 calculados para la ecuación (15), pero los valores de las variables P_i^0 y Q_i^0 los cuales son los inicializados dentro de la consideración inicial serán los mismos para todas las iteraciones siguientes dentro del proceso; seguidamente es necesario calcular las sub-matrices de la matriz Jacobiana J1 y J4 a partir de la matriz de admitancias utilizando las siguientes expresiones:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J1 & J2 \\ J3 & J4 \end{bmatrix} \quad (17)$$

De manera que desarrollando el Jacobiano tal como se expresa anteriormente, nos daremos cuenta que para el caso de la sub-matriz J1 pueden eliminarse la fila y columna asociadas al nudo 1 (derivadas con respecto a δ_1) ya que este valor es conocido. Para la sub-matriz J4 pueden eliminarse la fila y columna asociadas al nudo 1 (derivadas con respecto a $|V_1|$) y las asociadas a los nudos de tensión controlada que existan en el sistema; una vez esclareciendo nuestra conformación de ecuaciones que se obtienen del Jacobiano, es necesario calcular las inversas de las matrices J1 y J4 es decir de nuestro Jacobiano, ya que con esto podremos determinar los incrementos, tanto del módulo como del ángulo de las tensiones en todos los nodos, siguiendo las siguientes expresiones:

$$\Delta|V|^1 = \begin{bmatrix} \Delta|V_1|^1 \\ \Delta|V_2|^1 \\ \vdots \\ \Delta|V_k|^1 \end{bmatrix} = J4^{-1} \cdot \Delta Q^1 \quad \Delta\delta^1 = \begin{bmatrix} \Delta\delta_1^1 \\ \Delta\delta_2^1 \\ \vdots \\ \Delta\delta_k^1 \end{bmatrix} = J1^{-1} \cdot \Delta Q^1 \quad (18)$$

Luego de obtener los nuevos incrementos, podemos obtener los valores del módulo y ángulo de las tensiones en todos los nodos sumando a los valores de la iteración anterior los incrementos obtenidos recientemente, en donde para el primer resultado tendremos que sumar el incremento a las consideraciones iniciales de la siguiente manera:

$$|V|^1 = \begin{bmatrix} |V_1|^1 \\ |V_2|^1 \\ \vdots \\ |V_k|^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |V_1|^0 + \Delta|V_1|^1 \\ |V_2|^0 + \Delta|V_2|^1 \\ \vdots \\ |V_k|^0 + \Delta|V_k|^1 \end{bmatrix} \quad \delta^1 = \begin{bmatrix} \delta_1^1 \\ \delta_2^1 \\ \vdots \\ \delta_k^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1^0 + \Delta\delta_1^1 \\ \delta_2^0 + \Delta\delta_2^1 \\ \vdots \\ \delta_k^0 + \Delta\delta_k^1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

Llegando a este punto, se precisa a partir de los datos obtenidos el tener que comprobar la convergencia del resultado, de manera que se tengan que desarrollar nuevas iteraciones hasta que ε sea lo suficientemente pequeño, es decir que el resultado de la iteración satisfaga los criterios de conformidad, haciéndolo de la siguiente manera:

$$|V_k^{n+1}| - |V_k^n| < \varepsilon \quad (20)$$

3.2.1.4 Ejemplificación del método de flujos de carga en el modelo IEEE 8 BUS

Tal como se ha mencionado en la parte introductoria a este capítulo, se realizará paralelamente en esta sección el desarrollo de un sistema de 8 barras, tanto a través del método seleccionado para desarrollar los flujos de carga así también como a través del motor de procesamiento de datos de SEP del Digsilent, para de esta manera poder esclarecer la efectividad y la lógica que se tiene detrás del uso de un programa computacional. Dicho lo anterior es preciso definir las características de nuestro sistema de la siguiente manera a través de las tablas 2, 3, 4 y 5, las cuales indican las propiedades de los elementos y su ubicación exacta en relación con la conexión con el resto de componentes, a continuación, se presentan las distintas tablas de contenidos característicos a detalle por cada elemento:

Tabla 2. En la presente tabla se establecen las características de modelado de las líneas conformantes del modelo de 8 barras considerado.

Características de Línea en Sistema de 8 Barras IEEE					
Nodo-Nodo	Nivel de Tensión	R(Ω /km)	X(Ω /km)	Y(S/km)	Longitud(km)
1-2.	150	0.0040	0.0500	0.0000	100.0000
1-3.	150	0.0057	0.0714	0.0000	70.0000
3-4.	150	0.0050	0.0563	0.0000	80.0000
4-5.	150	0.0050	0.0450	0.0000	100.0000
5-6.	150	0.0045	0.0409	0.0000	110.0000
2-6.	150	0.0044	0.0500	0.0000	90.0000
1-6.	150	0.0040	0.0500	0.0000	100.0000

Tabla 3. La presente tabla establece la información de los Generadores en el sistema de 8 Barras

Información de Generadores en Sistema de 8 Barras IEEE			
Barra	Sn(MVA)	Vn(kV)	X(%)
7	150	10	15
8	150	10	15

Tabla 4. La presente tabla establece la información pertinente a los transformadores en el sistema de 8 Barras

Información de Transformadores en Sistema de 8 Barras				
Barra-Barra	Sn(MVA)	Vp(kV)	Vs(kV)	X(%)
1-7.	150	10	150	4
8-6.	150	10	150	4

Tabla 5. La presente tabla establece la información pertinente a las cargas y su ubicación en el sistema de 8 barras considerado.

Información de Cargas en Sistema de 8 Barras IEEE		
Barra	P(MW)	Q(MVAR)
2	40	20
3	60	40
4	70	40
5	70	50

La información detallada anteriormente a través de las tablas expuestas, dan como resultado la conformación del sistema presentado a través de la Figura 13, la cual representa la estructuración en forma de diagrama unifilar del SEP de 8 Barras considerado.

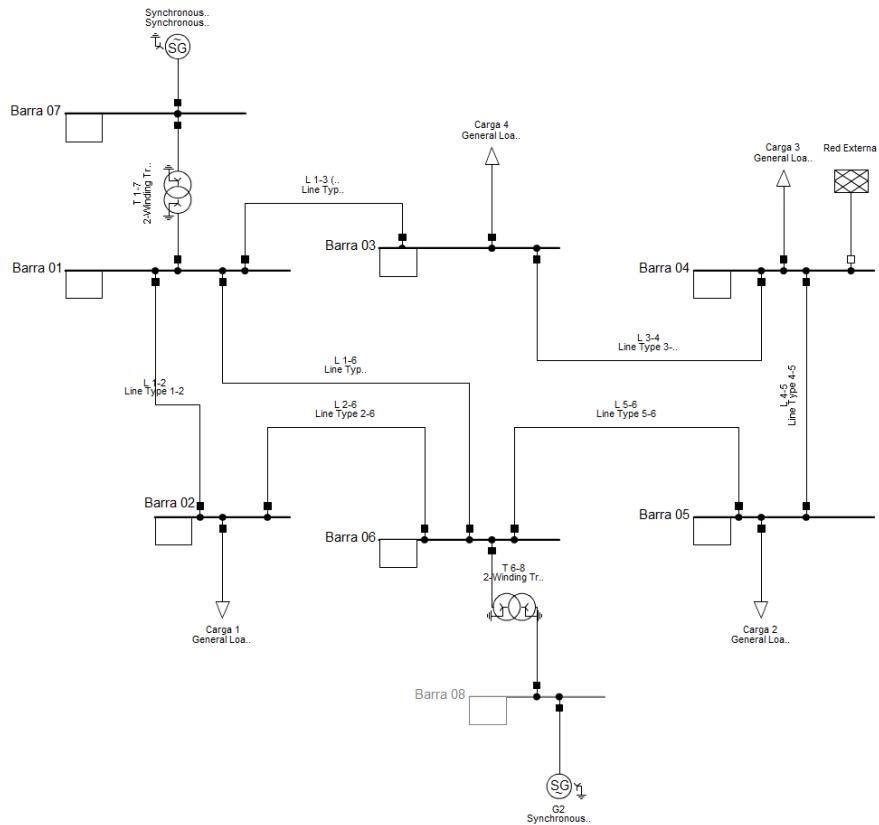


Figura 13. Sistema de 8 Barras IEEE

Es pues interesante ver la forma que adopta el sistema una vez uniendo cada uno de sus componentes para estructurar un sistema mucho más complejo, el cual yéndonos a su desarrollo a través del método de Newton Raphson obtenemos que su matriz de Impedancias resultando la Tabla 6 y Tabla 7 la cual representa las componentes G (conductancia) y B (susceptancia) respectivamente, es decir las componentes Reales e Imaginarias de la Admitancia (Y), las cuales se presentan a continuación:

Tabla 6. Componente real G (susceptancia) de la matriz de Admitancia (Y) equivalente del sistema de 8 barras.

Matriz G							
1	2	3	4	5	6	7	8
10.73	-3.58	-3.57	0.00	0.00	-3.58	0.00	0.00
-3.58	7.94	0.00	0.00	0.00	-4.37	0.00	0.00
-3.57	0.00	7.97	-4.40	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	-4.40	9.89	-5.49	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	-5.49	10.92	-5.44	0.00	0.00
-3.58	-4.37	0.00	0.00	-5.44	16.54	0.00	-3.16
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.16	0.00	3.16

Tabla 7. Componente imaginaria B (Conductancia) de la Matriz de Admitancia (Y) equivalente del sistema de 8 Barras.

Matriz B							
1	2	3	4	5	6	7	8
-159.16	44.71	44.73	0.00	0.00	44.71	25.00	0.00
44.71	-94.33	0.00	0.00	0.00	49.62	0.00	0.00
44.73	0.00	-94.30	49.56	0.00	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	49.56	-98.95	49.39	0.00	0.00	0.00
0.00	0.00	0.00	49.39	-98.80	49.41	0.00	0.00
44.71	49.62	0.00	0.00	49.41	-5761.98	0.00	5617.98
25.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-25.00	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5617.98	0.00	-5617.98

De esta manera, y llegados a este punto, se desarrolla el método Newton Raphson, de acuerdo al planteamiento establecido en 3.2.1.3 donde se establecen cada uno de los pasos iterativos de este método para poder aproximar la solución en cada uno de los nodos del sistema, teniendo como resultado los siguientes valores representados en la

Tabla 8, la cual expone los valores de cada uno de los nodos tanto de tensión en p.u como de δ expresado en grados:

Tabla 8. Resultados de tensiones y ángulos por cada nodo del SEP de 8 barras utilizando la técnica de flujo de potencia a través del método Newton Raphson desacoplado rápido.

Resultados Finales		
Nodo	δ	V
1	1.33	1.00
2	1.05	1.00
3	0.29	0.99
4	0.00	1.00
5	0.25	0.99
6	1.25	1.00
7	3.00	1.00
8	2.79	1.00

Los resultados presentados en la Tabla 8 pueden ser contrastados con los resultados obtenidos en el simulador DigSILENT Power Factory, ilustrado a través de la Figura 14, la cual muestra y avala los resultados obtenidos a través del método iterativo del que se obtienen los resultados planteados en la Tabla 8, por lo que es interesante incluso poder apreciar el hecho que el programa informático posee la misma estructura lógica de desarrollo para la resolución de flujos de potencia en los SEP, y por tanto cada uno de sus respuestas puede ser constatada de manera práctica y corroborada a través de métodos numéricos como ya se ha podido observar.

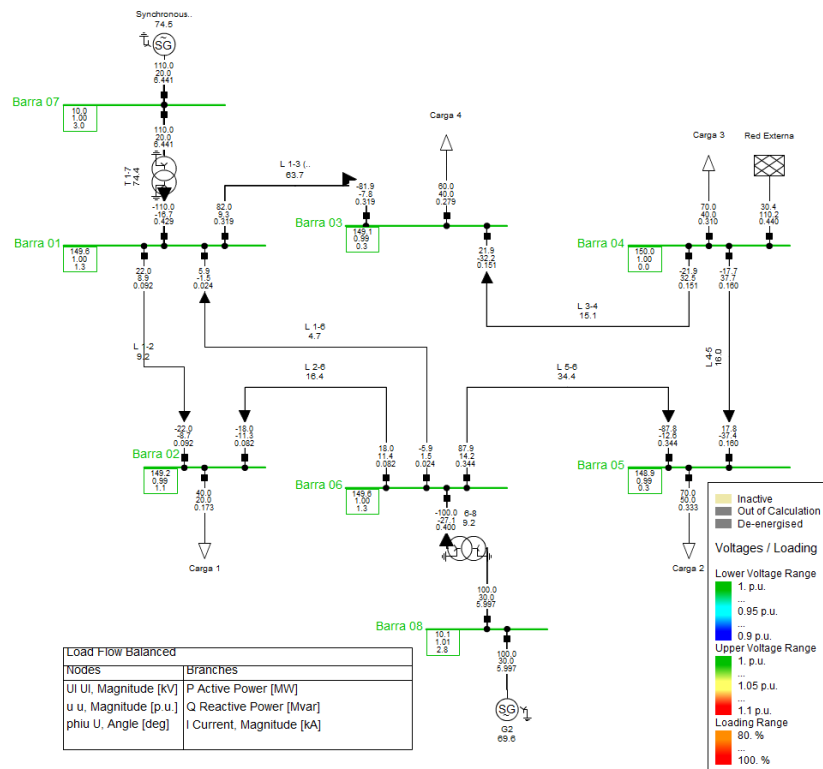


Figura 14. Flujo de Potencia de Sistema 8 Bus IEEE resultado en DigSILENT

Véase que en la Figura 14 podemos intuitivamente darnos cuenta de las cantidades de potencia que transporta cada sección del SEP, por lo que analizar de esta manera se hace mucho más práctico y rápido al momento de analizar un sistema el cual pueda ser mucho más grande que el presentado, por lo que en capítulos posteriores a este, habiendo ya probado la concordancia y lógica de funcionamiento del motor de simulación con los métodos que emplea para llegar a las soluciones, el presente trabajo se basará únicamente en el desarrollo a través de tales herramientas computacionales por las necesidades de alto procesamiento en el manejo de variables. En la Tabla 9 podemos apreciar de igual manera los resultados obtenidos a través del procesamiento del Flujo de Potencia con GigSILENT.

Tabla 9. Resultados de Flujo de Potencia con la Herramienta Computacional DigSILENT

		DigSILENT	Project:			
		PowerFactory	2021 SP2			
			Date: 27/02/2021			
Load Flow Calculation		Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange				
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	No			
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error	1.00 kVA			
Consider reactive power limits	No	Model Equations	Bus Equations (HV) 0.10 \$			
Grid: Red de Ejemplo 8 Bar System Stage: Red de Ejemplo		Study Case: Study Case	Annex: / 1			
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.] [kV] [deg]	Voltage - Deviation [%]				
		-10	-5	0	+5	+10
Barra 01	150.00 0.997 149.59 1.33					
Barra 02	150.00 0.995 149.24 1.06					
Barra 03	150.00 0.994 149.08 0.29					
Barra 04	150.00 1.000 150.00 0.00					
Barra 05	150.00 0.993 148.93 0.25					
Barra 06	150.00 0.998 149.63 1.25					
Barra 07	10.00 1.002 10.02 3.01					
Barra 08	10.00 1.005 10.05 2.78					

Los resultados expuestos en las Tabla 8 y Tabla 9 pueden ser comparados directamente, ya que representan las soluciones por nodos del desarrollo del Flujo de Potencia por el método de Newton Raphson, en un caso hecho a través de la aproximación numérica, teniendo que seguir la metodología matemática (8) mientras que en la otra, son los resultados que avalan en este caso la respuesta obtenida, pues resulta de la obtención de la salida que dá el motor de simulación de DigSILENT.

3.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DEL SEP

La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia, es de suma importancia y de mucho interés para el ámbito energético en general, pues es este elemento el que garantiza que el flujo de energía no tenga ninguna interrupción en su servicio por causas no estimadas o no previstas; ya en el capítulo 1 en donde se basa en la retrospectiva introductoria de este trabajo se explican diferentes aspectos que pueden ser considerados a la hora de hablar de estabilidad de un SEP, en donde cada uno de estos aspectos representan un ámbito que afecta directamente la fiabilidad y seguridad operativa de nuestro sistema en general; todas ellas son muy diversas, y amplias en cuanto a su análisis y desarrollo, por lo que en esta sección nos centraremos específicamente en la estabilidad transitoria de un sistema.

La estabilidad transitoria, se puede dar a entender conceptualmente como la capacidad de un sistema determinado, para anteponerse a sucesos o cambios imprevistos tanto de carga, generación o alguna perturbación específica sin que las máquinas generadoras de energía pierdan su sincronismo ante las distorsiones mencionadas; es por esto que la respuesta dinámica de las máquinas en sincronismo con el sistema, la interacción de estas con el sistema y la definición de límites de capacidad de reacción de las mismas ante tal interacción son de suma importancia para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema y su operación de servicios ante la necesidad de reducir pérdidas de potencia, antes, durante y después de cualquier evento que se pueda registrar dentro del SEP.

Ya en la ecuación (8), la cual representa la ecuación de oscilación de movimiento para una máquina síncrona, en donde a través de la misma logramos comprender de una mejor forma el comportamiento de nuestro SEP en interacción con las unidades sincronizadas a este, es por ello que los análisis de estabilidad de potencia son tan demandantes, debido a que representan una gran ventaja a la hora de detectar problemas de diferente naturaleza en sistemas que pudiesen estar expuestos a problemas de esta índole, o sistemas que pudiesen estar experimentando problemas de cortes energéticos relacionados con la estabilidad del sistema, o para aquellos sistemas donde su red es vulnerable a presentar fallas externas de manera recurrente, como por ejemplo aquellas zonas donde la topología de la red no es tan robusta, o el tendido de transmisión de energía está expuesto a fallas provenientes de elementos ajenos a la red, el análisis de estabilidad transitoria puede ser para estos casos y otros, utilizado como la herramienta que identifique, verifique y solvante dichos problemas.

Además de tener la capacidad de analizar sistemas existentes y su comportamiento, este tipo de análisis es primordial para poder garantizar en etapas de diseño, la robustez del sistema, ante la evaluación de diversos escenarios y diferentes propuestas técnicas para definir de una manera óptima la coordinación de las protecciones del sistema y la optimización de la capacidad adecuada de los equipos.

Casos como [70], demuestran la importancia de un análisis en sistemas que son vulnerables ante este tipo de eventualidades, pues existen alrededor del mundo cientos de sistemas los cuales no tienen la robustez para hacer frente a distorsiones demasiado pronunciadas dentro del sistema, especialmente aquellas que se encuentran aisladas de las redes grandes, las cuales debido a su interacción entre diversas zonas energéticas y la cantidad considerable de generación disponible, tienen un margen más grande para poder afrontar problemas de esta índole, donde hacen uso de la reserva rodante a través de la coordinación de generación ante la respuesta a la demanda en tiempo real.

Esta situación es de sumo interés para todos aquellos los cuales se sirven de los recursos y servicios de una red, debido que a pesar que la distorsión pueda durar pocos segundos y la resincronización de los generadores se pueda dar en tiempos relativamente cortos, el regresar o recuperar el estado antes de la distorsión en muchos casos, puede tomar un tiempo considerable, por lo que los costos operativos y producción energética se ven afectados directamente de una manera considerable.

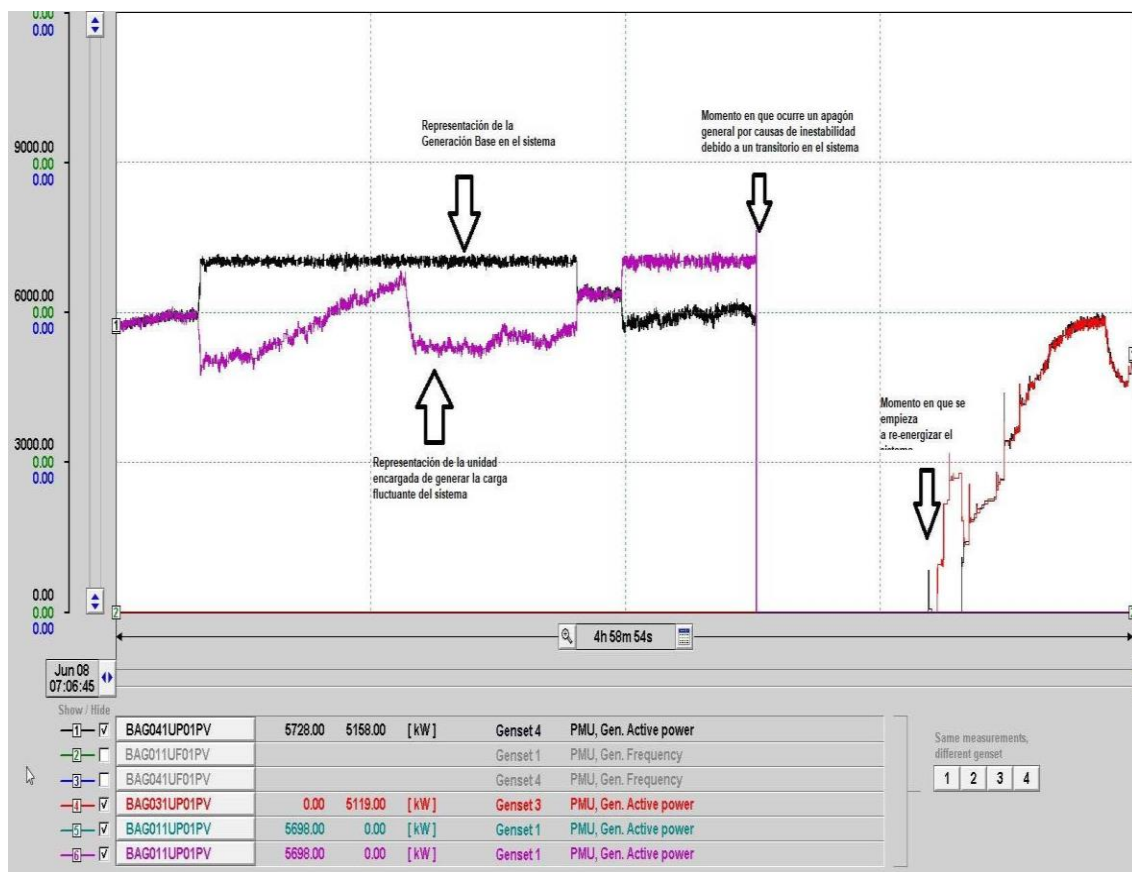


Figura 15. Caso Real de Sistema en Operación Isla en el momento de un transiente que provoca un apagón general

Este tipo de situaciones es más común de lo que se piensa, pues existen numerosas redes las cuales hoy día debido a las condiciones topográficas o ubicaciones geográficas, tales redes se encuentran en una disposición de independencia de una red grande, es decir se encuentran en una modalidad de isla, las cuales al sufrir un incidente de estabilidad, no solamente la normalidad operativa, sino que es un duro impacto para aquellos aspectos de eficiencia y economía que se velan por mantener a un alto margen en un sistema eléctrico, más un apagón en un sistema, requiere de un protocolo de energización segmentada en la red, para de esta

manera poder energizar completamente el sistema de manera segura; un claro ejemplo de esto se muestra en la Figura 15 En donde se muestra el momento en que sucede un apagón general, provocado por un transitorio en el sistema, que consecuentemente provoca que las dos unidades para ese momento, pierdan su sincronismo con el sistema.

Esto, tal como se puede ver en la Figura 15, provoca un tiempo considerable para volver a restaurar el sistema, y en muchos casos este procedimiento no es tan inmediato debido a la magnitud de las cargas que tenga el sistema y la capacidad de las unidades en generar de manera instantánea escalones de generación para poder energizar tales cargas desde cero.

Esto en muchas ocasiones es debido a la misma naturaleza de las máquinas, por lo que hace importante el conocer las capacidades de reacción de las unidades generadoras dada la expresión en la ecuación (8); para este caso en concreto donde se utilizan unidades de combustión interna a base de gas propano licuado (LPG por sus siglas en inglés) para producir la potencia mecánica directamente al eje del generador, en donde este tipo de sistema al experimentar inestabilidades en la red y se produce que el generador salga de línea, en ese previo instante a la salida, los sistemas de excitación y el gobernador no pueden reaccionar con suficiente avidez y velocidad para evitar tanto la caída de tensión, así como la caída de frecuencia, esto a su vez representa que los sistemas de protección de alimentación de gas se bloqueen para evitar pérdidas de combustible; este tipo de procesos es muy similar a lo que sucede en una planta de cogeneración en donde normalmente se utilizan turbinas de vapor, y en tal caso el vapor necesario para mantener el proceso es perdido al momento en que la unidad pierde su sincronismo con el sistema.

3.3.1 Estabilidad Transitoria

Ya expuestas las expresiones y muchas condicionantes que pueden implicar o incidir un fenómeno asociado a la estabilidad transitoria, se hace necesario entender que este tipo de análisis de estabilidad, modela el comportamiento electromecánico de las máquinas rotativas y en determinados casos incluso los controles asociados a estas; por lo que se verá el papel crucial que cumplen los parámetros de par, potencia de aceleración, cargas, constantes de máquinas y las impedancias eléctricas del sistema en lo que se refiere a la dinámica del sistema.

Como ya se ha mencionado en el capítulo 2 de este trabajo, la estabilidad en un SEP es referenciada por las diferencias angulares del rotor entre máquinas, en donde dado [13] en operación normal, en condiciones de estado estable, habrá normalmente una diferencia entre los ángulos de los rotores de las máquinas, en donde esto comúnmente es producido debido a parámetros eléctricos, cargas e impedancias que interactúen en el sistema con los puntos de generación.

Dado [71], la estabilidad transitoria está principalmente relacionada con los efectos que suceden inmediatamente a raíz de una perturbación en el SEP, sobre el sincronismo de las unidades generadoras en línea con el sistema; en la Figura 16 se puede apreciar el comportamiento típico de una unidad generadora, en el momento en que es sometido a una condición de falla en el sistema, en donde se aprecia la respuesta que comúnmente se obtiene antes, durante y posteriormente a la falla transitoria.

Inicialmente la figura ilustra la condición inicial de operación en el punto #1, donde seguidamente una falla en la línea de transmisión causa que la potencia eléctrica de salida del generador P_e sea crucialmente reducida; la diferencia entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica de la turbina causa que el rotor del generador se acelere con respecto al sistema, incrementando de esta manera el ángulo de potencia al punto #2; consecuentemente los sistemas de protección en el SEP se encargan de despejar la falla, por lo que para este momento cuando la potencia eléctrica es reestablecida a un punto apropiado en la curva de potencia-ángulo (punto #3).

A partir de este sencillo seguimiento de la curva podemos determinar que el despejar una falla notable en el sistema, hace que los accionamientos de protección en el SEP se activen, de manera que quedan fuera de servicio uno o más elementos del sistema y al menos por unos instantes es de suma fragilidad la operatividad del sistema[14]. Es pues lógico que mapeando el seguimiento de la curva en la Figura 16, es decir después de haber aislado la falla, la potencia eléctrica de salida del generador se hace más grande que la potencia en la turbina, causando de esta manera que la unidad desacelere (punto #4), reduciendo el par que el rotor ganó durante la falla.

Si existe suficiente par retardante después de despejar la falla para compensar la aceleración durante la falla, el generador está transitoriamente estable en la primera oscilación y regresará a su punto de operación. Sin embargo, si el par retardante es insuficiente, el ángulo de potencia continuará creciendo hasta que el sincronismo del generador con el SEP se pierde.

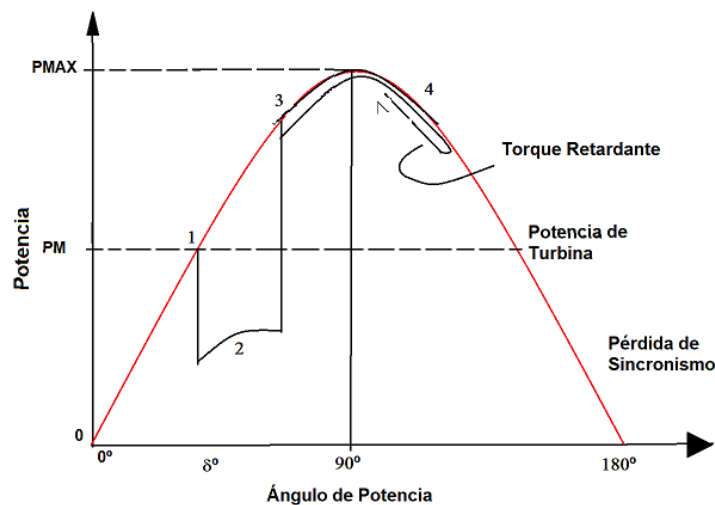


Figura 16. Ilustración de Estabilidad Transitoria

3.3.2 Criterio de Igualdad de Áreas en Relación al Análisis en Sistemas multi-máquinas

El concepto de igualdad de áreas, incide en la evaluación de la estabilidad transitoria aplicable a sistemas de poca envergadura o sencillos a través del análisis gráfico del comportamiento de la máquina síncrona, en una estrecha interacción con el SEP sometido a un estado de falla; es pues de entender, que el mayor interés de este método no reside en su uso práctico, ya que muchas veces es difícil aplicarlo a sistemas eléctricos reales, sino que este se enfoca en su carácter gráfico e intuitivo que nos ayudará a poder analizar los resultados gráficos del comportamiento,

obtenidos a través del software en posteriores segmentos de este trabajo en donde a través del planteamiento de este podremos discernir entre conceptos de estabilidad y comportamiento de ciertas variables las cuales aplican de igual manera a análisis basados en el tiempo de estabilidad de SEP.

Este método, facilita la comprensión de los conceptos que se ven envueltos en los fenómenos de naturaleza electro-mecánica en los SEP; es por ello que la importancia de presentar este método unge el análisis previo a los pasos de simulación.

Definidos los pasos a seguir en la metodología presentada en la Figura 11, donde el análisis de estabilidad del sistema se presenta como uno de los principales pilares de la metodología, es imperativo conceptualizar que esta, depende del tiempo en que las protecciones del sistema puedan reaccionar para despejar adecuadamente una falla en el sistema. Este tiempo, afecta directamente al sistema, para determinar en muchas ocasiones si este es estable o no lo es, ya que a medida este tiempo de reacción se dilata, la falla interactúa con más elementos del sistema, llevándolos a sus límites operativos y dinámicos, traduciéndose en dado caso que tal tiempo sea demasiado pronunciado, representará el hecho que las unidades sincronizadas al SEP pierdan tal estado de sincronismo y el sistema, entre en un estado de no retorno al ir perdiendo de manera simultánea más elementos en él, para finalmente producir lo que se conoce como un Black Out General o Apagón General; tal tiempo es por consecuencia crítico de conocerlo y controlarlo, para que de esta manera el sistema pueda reaccionar adecuadamente ante eventualidades no concertadas e inesperadas en la operatividad normal.

De manera gráfica la Figura 17 muestra el efecto que el tiempo de despeje de la falla tiene sobre el sistema y su estabilidad; entendiéndose que tal estabilidad depende del tiempo de reacción de las pertinentes protecciones con las que cuente el sistema. Esta, la Figura 17 nos permite determinar el hecho que cuando las áreas A_1 y A_2 sean iguales, el sistema tendrá la capacidad de mantener su estabilidad.

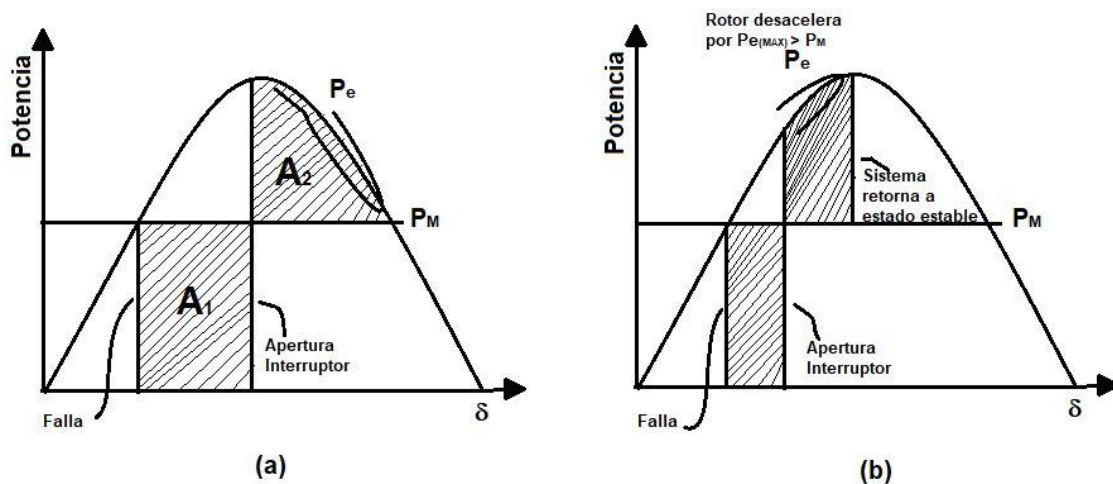


Figura 17. Efecto del tiempo sobre el despeje de una falla ilustrado en diagrama de áreas (a->Lenta reacción; b->rápida reacción)

En la misma ilustración (Figura 17) podemos darnos cuenta (por Figura 17.a) en donde se presenta un despeje de la falla en un tiempo de reacción lento, hace que se permitan ciertos comportamientos no deseados en el rotor, el cual acelera sobre la curva de la P_e , de tal forma

que el par acelerante supera el límite que mantiene al generador en sincronismo; por otro lado se tiene que en Figura 17.b se ilustra el efecto contrario, es decir con un tiempo de reacción ante la falla más corto, en donde para este caso la aceleración del rotor se detiene más rápido, asegurando que existe suficiente par sincronizante disponible para recuperar el estado estable con un buen margen de seguridad. Por lo que es de entender que las protecciones de los SEP sean tan cruciales e importantes dentro de las consideraciones técnicas que se deben tener presentes siempre durante cualquier transición operativa, y que estos equipos de protección sean lo suficientemente rápidos y fiables para que con su accionamiento garanticen al sistema el margen de seguridad requerido.

Esta definición de criterio de áreas es muy interesante de analizar, pues nos da un entendimiento del comportamiento dinámico que tiene una máquina al presentarse una perturbación o falla en el SEP, más tal como [13] y [71] expresan, este modelo es viable en la presentación del sistema clásico de modelamiento de una máquina conectada a una barra infinita; más en el momento de considerar sistemas que tengan una mayor envergadura y por tanto diferentes áreas de máquinas generando a tal sistema, es necesario utilizar herramientas como lo pueden ser los softwares especializados, ya que el criterio de áreas no puede ser aplicado de una forma directa a este tipo de sistemas; aunque efectivamente los fenómenos que se presentan son los mismos que el del modelo clásico con una máquina, más la complejidad en los cálculos numéricos se incrementan acorde al número de nodos de generación que posea el SEP.

Esto anterior representa que en situaciones donde un sistema de múltiples puntos de generación operan bajo condiciones electromecánicas transitorias, las oscilaciones producidas en el sistema ocurren también entre las máquinas sincronizadas a este; por lo que, si se considerara cualquiera de las máquinas como una única fuente de oscilación, enviaría al sistema interconectado una oscilación electromecánica determinada por su inercia y por su potencia sincrónica[13]. En [57] se menciona que una frecuencia de oscilación típica que produce la máquina durante un transitorio es de 1-2 Hz y esta se superpone sobre la frecuencia nominal del sistema (50 Hz), por lo que volviendo al razonamiento del sistema multi-máquina, cada una de estas unidades aportaría tal oscilación al sistema, por tanto la frecuencia del sistema de transmisión no se perturba.

En [71] se presenta una forma de cómo analizar numéricamente tales casos, denotando que las consideraciones a tener sobre el comportamiento del sistema lo alejan mucho de la realidad debido a las múltiples idealizaciones de las condiciones para plantear este tipo de problema; más la finalidad de este trabajo es determinar por la vía más meritoria y fiable la estabilidad del sistema propuesto, por lo que a partir de este punto se tratará tal sistema con la herramienta DIGSILENT.

3.3.3 Estabilidad Transitoria en sistema de 8 Barras IEEE

Ya en la Figura 13 se muestra la ilustración del sistema de ejemplificación de la metodología en donde se considera un sistema dado por IEEE en donde a partir de este y en donde las tablas 2-5 describen cada uno de sus atributos pertenecientes a este sistema, se parte del planteamiento de analizar una contingencia en el sistema y poder analizar, cómo responde este en particular al ser un ejemplo de múltiples máquinas; dicho lo anterior, supondremos una falla aleatoria en una región de nuestro SEP para poder analizar cuál es el comportamiento conjunto de nuestro

modelo, especialmente qué sucede con la reacción de las máquinas sincronizadas al sistema, específicamente en el lapso de tiempo donde ocurre la falla transitoria en el SEP, para efectos demostrativos esta sección tratará como objeto el sistema anteriormente mencionado, más el objetivo de esta sección es el poder mostrar lo que se hará con el modelo de la red eléctrica española, el cual se ve en el capítulo 4.

Para realizar lo anteriormente planteado, se utiliza la herramienta DiGSILENT Power Factory, la cual tiene en consideración cada uno de los aspectos necesarios y fundamentales con los que tendremos que lidiar para este tipo de análisis, tales aspectos se presentan en la siguiente sección; en donde a partir de ellos obtendremos con el análisis de las gráficas resultantes los resultados del comportamiento de nuestra red de ejemplificación y más adelante en este trabajo los resultados de nuestro modelado de la red española.

3.3.3.1 Consideraciones de desarrollo

Dado que nuestro sistema de modelamiento, nuestro esquema de muestra (8 Barras IEEE) y también los sistemas que nos encontramos comúnmente en la realidad, estos cuentan con diversas fuentes de generación a excepción de sistemas en modalidad de isla que pueden ser muy pequeños y no tienen tanta necesidad de generación; en la práctica una perturbación puede incidir o afectar en la estabilidad de un sistema multi-máquina; en donde [71] categoriza estas formas de afección de la siguiente manera:

- El generador o generadores más cercanos a la falla pueden perder sincronismo sin mostrar oscilaciones sincrónicas, mientras que otros generadores afectados por el fallo pueden presentar un período de oscilaciones sincrónicas hasta volver a su funcionamiento normal.
- El generador o generadores más cercanos a la falla pierden sincronismo después de mostrar oscilaciones sincrónicas, además si esto ocurre, puede desencadenarse un efecto en cadena con el resto de generadores del sistema.

Es por ello que muchos de los aspectos a tener en cuenta para la estabilidad transitoria del sistema se pueden resumir en los siguientes:

- Que tan cargado esté el generador (comúnmente los generadores al tener más disponibilidad de entrega de carga, soportan de una mejor manera este tipo de oscilaciones a las que se ve expuesto durante una falla transitoria en el sistema).
- Tiempo de despeje de la falla.
- Reactancias del sistema de transmisión de post falla.
- Reactancias de la unidad de generación (Esto es debido a que una baja reactancia incrementa la potencia pico y reduce el ángulo inicial del rotor [13]).
- Inercia del generador (entre mayor sea la inercia del generador, más lenta es la velocidad del cambio del ángulo del rotor, a lo que corresponde una reducción en la energía cinética incrementada durante la falla. Esto gráficamente se podría interpretar como la reducción de A_1 en la Figura 17.
- La magnitud del voltaje interno del generador (E_g), en donde este depende del sistema de excitación de campo en la unidad.
- La magnitud de voltaje en la barra infinita vista desde el generador.

Además, dentro de las consideraciones necesarias para analizar un SEP, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

- Es necesario hacer un análisis del sistema antes de la falla, para conocer el estado estable y normal operativo de nuestro sistema, esto lo realizamos a través de un proceso de flujo de carga tal como en la sección 3.2 se ejemplifica; con esto tendremos la capacidad de poder conocer la P_m de las máquinas en el sistema, y consecuentemente saber los voltajes inducidos en estas $E_i \angle \delta$; además de determinar las impedancias equivalentes a partir de los datos de carga de las barras del sistema.
- La constante de inercia H debe de ser conocida para todos los generadores del sistema, así como la reactancia transitoria de eje directo x'_d .
- Por otro lado, la determinación del tipo de falla, ubicación, tiempos de apertura o cierre son sumamente importantes, como anteriormente ya se ha mencionado.

3.3.3.2 Proceso de desarrollo

Habiendo ya planteado todo lo necesario, y partiendo de los resultados que se exponen en la sección 3.2.1.4, en donde se desarrolla el modelo de ejemplificación, procedemos a seleccionar tal y como lo describimos anteriormente, hipotéticamente un punto de falla, por lo que designaremos una falla trifásica en la línea L_{1-6} en donde podremos determinar con las gráficas resultantes, el comportamiento de los elementos de nuestro sistema.

En la Figura 18 podemos analizar el esquema resultante con lo anteriormente descrito y planteado, para lo que se analizarán los resultados que se obtienen para este proceso; véase en la Figura 18 que la falla una vez despejada del sistema, la línea L_{1-6} queda fuera de servicio, debido al accionamiento de las protecciones que aíslan la falla, es decir los interruptores de potencia que están ubicados en las barras 1 y 6 correspondientes a la apertura o habilitación de la línea L_{1-6} ; podemos ver, que los valores de los demás elementos siguen con su funcionamiento dentro de sus capacidades normales, esto es debido a que en la barra 4, la red designada como nodo slack o regulador, es una red externa, con capacidad de abastecer las necesidades de este sistema de manera relativamente fácil, este caso es teórico y nos sirve para entender lo que podría suceder si tuviésemos tal topología en una red, más en la práctica esto no sucede de tal manera, pues muy rara vez la disponibilidad de reserva rodante en el sistema, puede suponer porcentajes dentro de la capacidad instalada [72] tan abrumantes como para poder tener disponibilidad de sobra o con demasiada holgura, pues para ello cuando los porcentajes de reserva rodante no son suficientes, se conectan a la red de manera escalonada nuevos generadores para poder cubrir la demanda o para poder regular la estabilidad en el sistema al verse afectados por una falla, ciertos elementos operativos del sistema [73].

A partir de la falla, la cual se modela una falla trifásica en L_{1-6} , obtenemos de manera gráfica el comportamiento dinámico de los elementos que conforman la red en el momento en que se produce el incidente, hasta que este es despejado por las protecciones del sistema como accionamiento de aislar la falla del sistema.

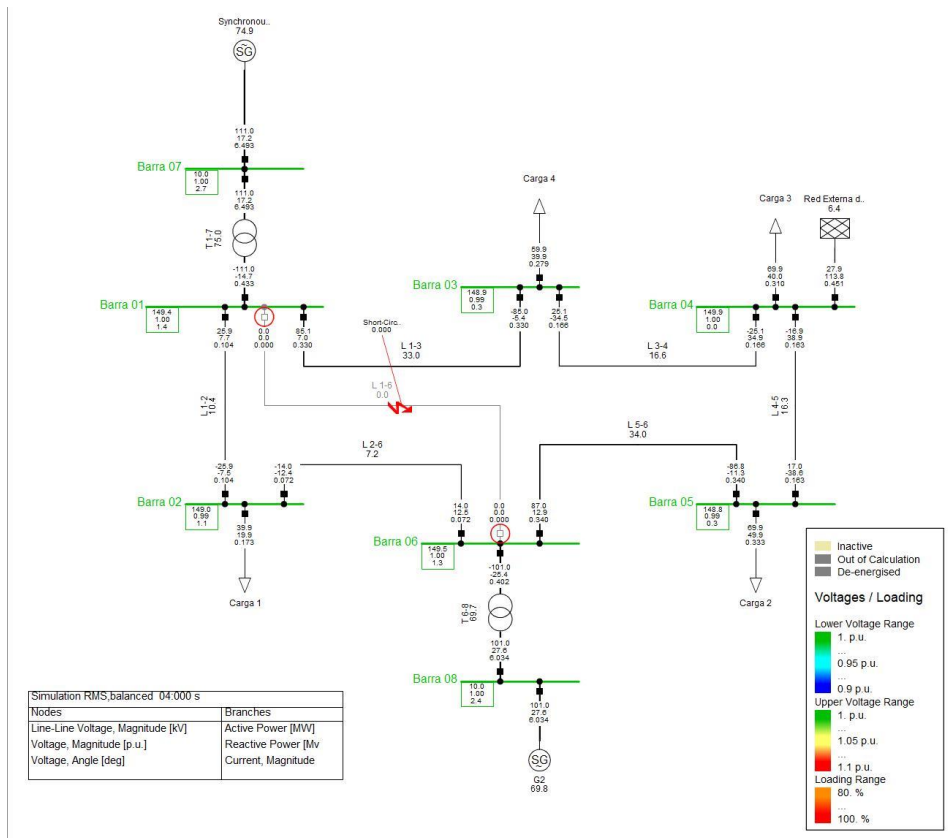


Figura 18. Ilustración de simulación del esquema con falla trifásica en línea L1-6

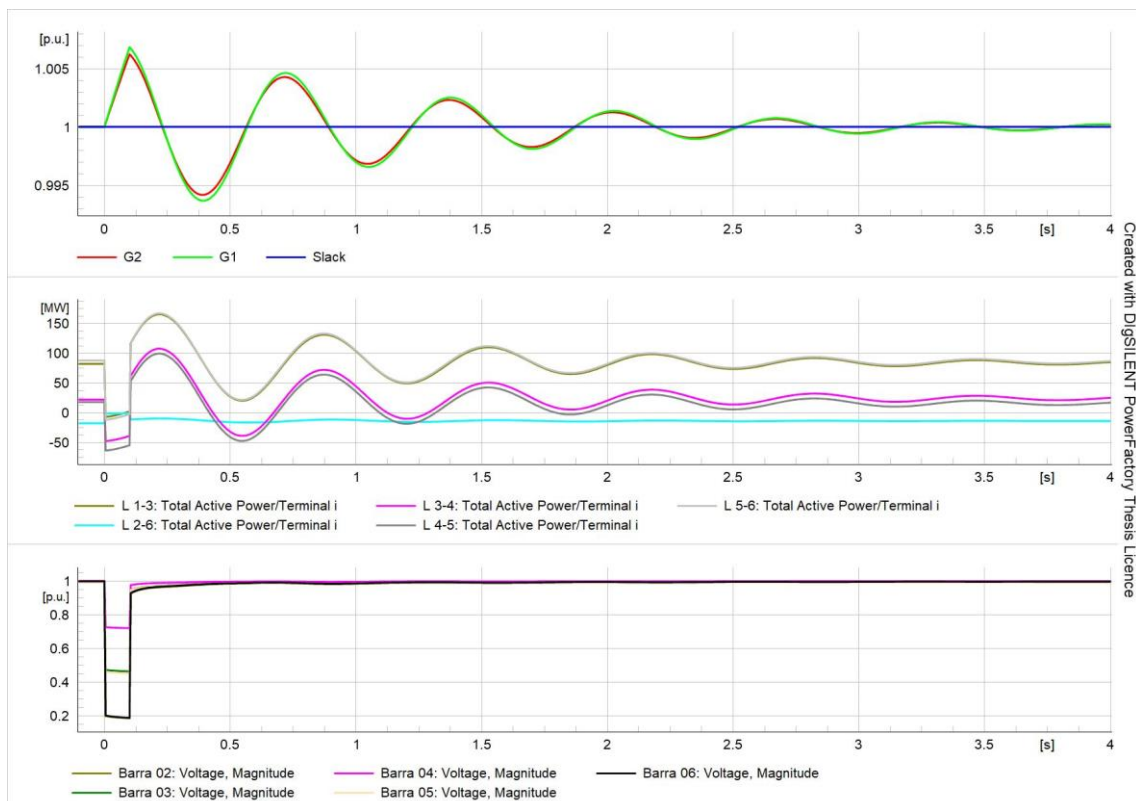


Figura 19. Ilustración de comportamiento dinámico de elementos en el sistema (primera gráfica corresponde a las unidades generadoras, segunda a las líneas vistas desde el punto i, tercera gráfica es el comportamiento que tienen las barras (2-6) en el sistema)

Es importante denotar que las unidades generadoras G1 y G2 se comportan de una manera diferente a la red externa, esto es debido a que para este caso, no se tomó en cuenta que la red externa la cual es la que en este sistema se determina como referencia del sistema, debido a la capacidad teóricamente infinita de poder abastecer a este sistema tanto de potencia activa como reactiva, más en la realidad como ya se especificó anteriormente, no es el caso, pues existe un límite de potencia disponible en el sistema para poder mitigar este tipo de acontecimientos, por lo que en seguidamente se desarrollará este mismo problema con esa limitante (3.3.3.2.1).

Como ya se ha explicado y corroborado en el modelo clásico expuesto en el Apéndice A, inicialmente la unidad reacciona de tal manera el par acelerante hace que el rotor gire más rápido de manera que el par sincronizante disponible pueda ayudar a recuperar el estado estable en las máquinas, siempre contando con un margen de seguridad bueno, esto gracias a la pronta reacción de las protecciones en el sistema.

En la segunda gráfica, se muestra el comportamiento de las interacciones de los flujos de potencia que tienen lugar en el SEP con la intención de dar abasto a las cargas existentes en el mismo presentando un estado operativo N-1, es decir, menos un elemento del sistema; por lo que vemos la fluctuación de potencia activa en las líneas de transmisión que quedan operativas.

Véase que las protecciones en este caso, accionan en un tiempo sumamente rápido, para este caso 0.1 seg. En donde se podría comprometer la operatividad del mismo sistema si este tiempo se alargase, tal como se explica en la sección anterior (3.3.2) y en la Figura 17, esto puede ser corroborado debido a los niveles críticos que supone el despejar esta falla en el sistema, donde los niveles de tensión en las barras llega a un punto crítico el cual de prolongarse el tiempo de accionamiento las unidades estarían expuestas a perder el sincronismo, o lo que pudiese pasar es que esto provocase un colapso de tensión tal como se explica en (2.1 y 2.2).

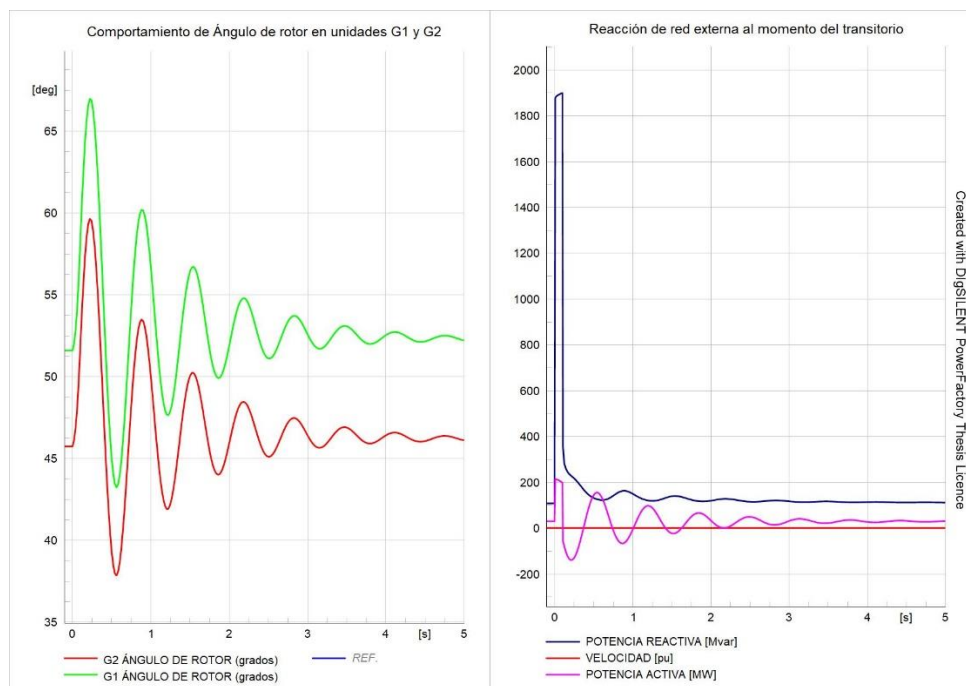


Figura 20. Ilustración de comportamiento dinámico del ángulo del rotor en unidades 1 y 2 (Gráfico izquierdo); Ilustración de comportamiento de la unidad de referencia (Gráfico derecho)

En la Figura 20 podemos ver el comportamiento de las unidades sincronizadas al sistema, en referencia a la dinámica que entra en juego al considerar el comportamiento de la fluctuación en grados que presenta el ángulo del rotor con referencia al de la unidad slack o de referencia (en este problema de ejemplificación, representa una red externa con una capacidad de reacción necesaria para no notar una alteración considerable en su dinámica, es decir una red mucho más grande que la del objetivo ejemplificativo), tal gráfica obedece a la reacción del par amortiguador y desacelerante de la unidad para lograr alcanzar nuevamente su estado estacionario (estado operativo normal).

En la segunda gráfica de la Figura 20, podemos observar que tal como en el primer gráfico de la

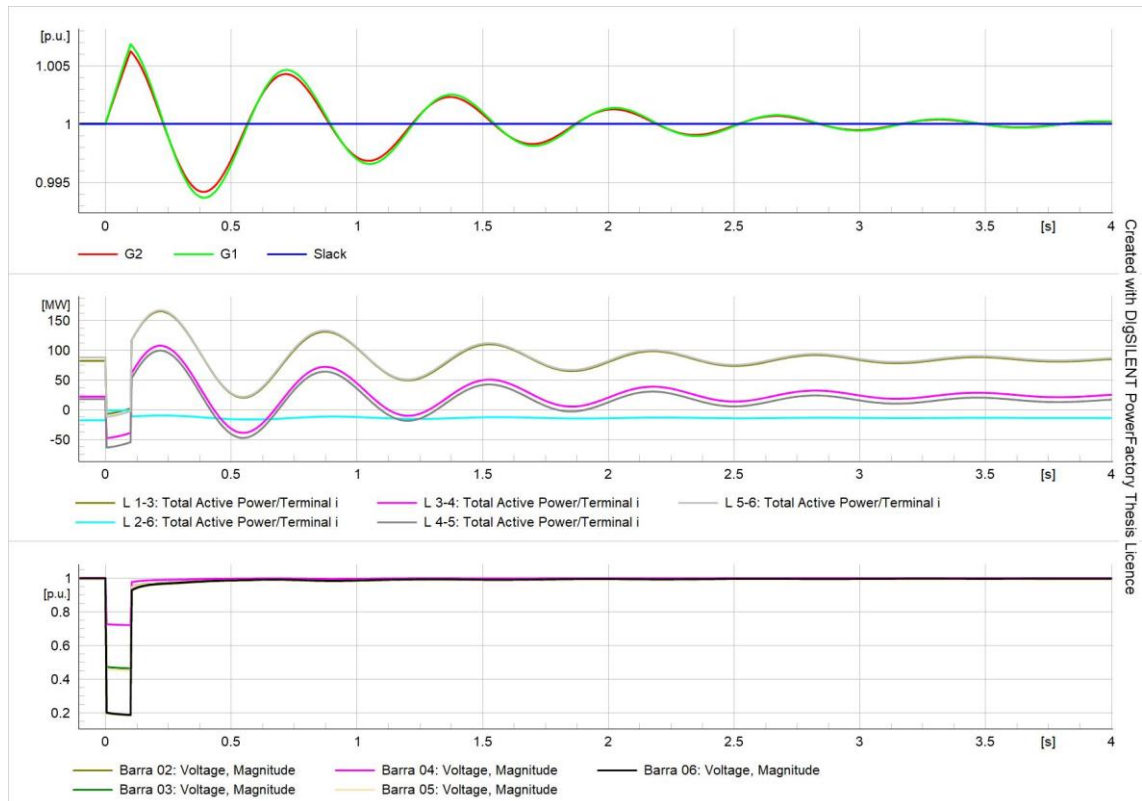


Figura 19, la red externa, no presenta alteración alguna en cuanto a la velocidad, más en esta ilustración nos podemos dar cuenta la reacción que debe de tener al necesitar suplir de manera casi inmediata al sistema, cantidades importantes de potencia tanto activa como reactiva. Se puede apreciar la importancia de la disponibilidad de la reserva rodante en un sistema es esencial para garantizar la continuidad del servicio, ya que estos valores, especialmente de potencia reactiva, necesitaría equipos o subestaciones dedicadas para inyectarlo de manera inmediata al ocurrir fallas o para compensar en tiempo real la necesidad de elevar la tensión en el mismo, debido a que la caída de tensión en las barras que se muestra en

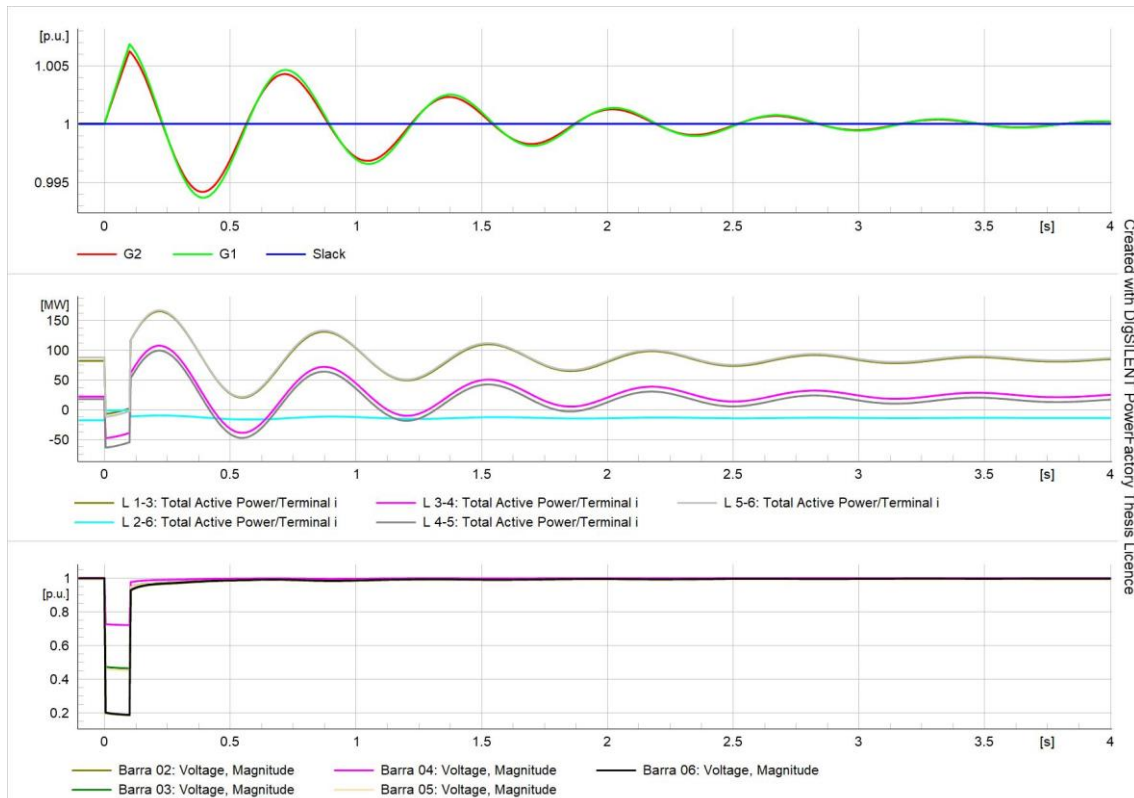


Figura 19, obedece a la reacción de la red externa por suplir esta carencia momentánea, para elevar la tensión nuevamente a sus valores normales.

3.3.3.2.1 Exposición de Variación de la Red IEEE 8 Barras

Es entendible lo que sucedería si esta red externa, se viese comprometida o estuviese indispueta a estar conectada a esta red, tales eventualidades son posibles y en algunos casos reales, son problemas con los que deben lidiar los operadores de los SEP alrededor del mundo; es pues necesario analizar de manera rápida, el hecho de qué sucedería si esta red externa no estuviese conectada al sistema. Obtendríamos lo que se visualiza en la Figura 21.

En tal figura, se ilustra el hecho de que la red externa ya no está supliendo de ningún modo la red, es decir se encuentra desconectada de esta, por lo que los elementos están en un estado crítico de operación, siendo que la unidad G1 para este escenario es la unidad designada como unidad de referencia, mientras que la unidad G2 sigue despachando la misma cantidad estimada o programada; esto supone muchos criterios operativos a considerar, puesto que tanto la unidad G1 como el transformador elevador T_{1-7} , se encuentran en un estado de sobrecarga, a un 31.5% arriba de sus condiciones nominales, esta simulación, como es claro se ha forzado a presentar los valores con los que contaría la unidad en el caso en que la unidad no perdiese el sincronismo por las protecciones de sobrecarga y sobre-frecuencia. Queda claro que la red para este escenario no podría mantener el funcionamiento operativo de la red; por lo que al analizar el llevar las dos unidades generadoras disponibles en ese momento a sus límites, no damos cuenta que según la Figura 22, en donde se puede apreciar un porcentaje de carga de los generadores G1 y G2 del 99.6 y 99.1% de sus límites físicos, es decir que presentan un estado de criticidad el cual no admitiría ningún tipo de disturbio en la red, puesto que no existiría ningún margen disponible de operación.

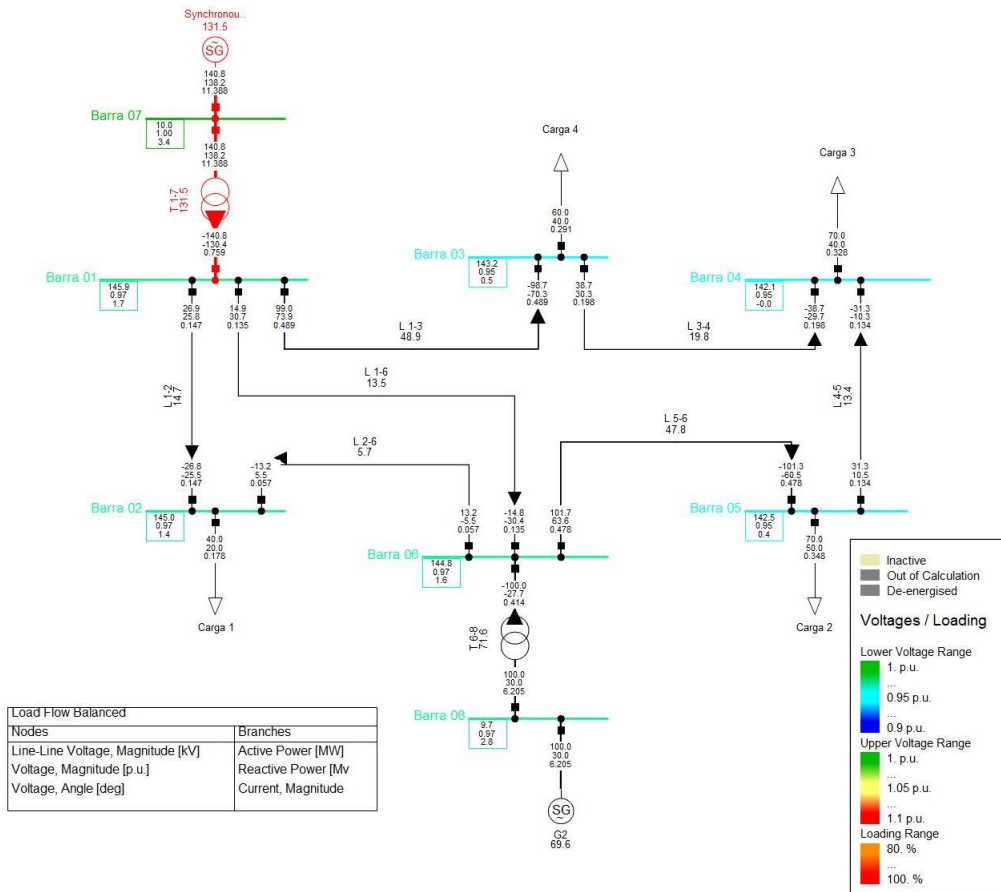


Figura 21. Ilustración de Flujo de Carga en el sistema IEEE 8 Barras sin la alimentación de una red externa

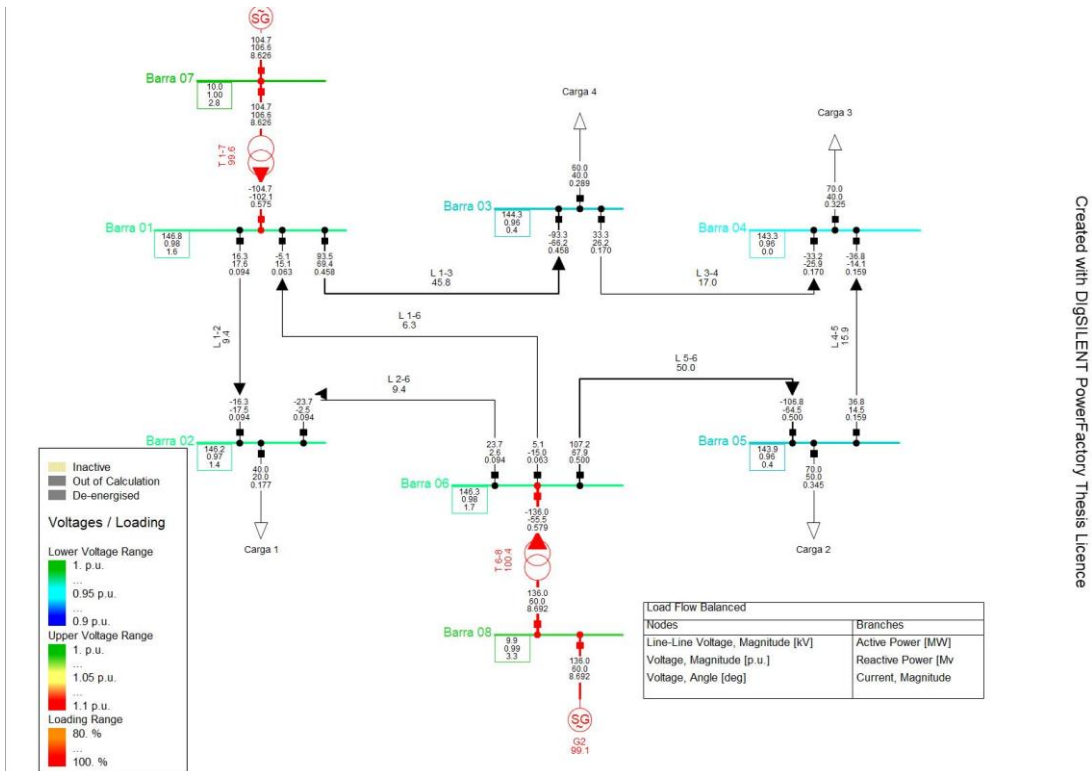


Figura 22. Ilustración de Flujo de Carga en el sistema IEEE 8 Barras sin la alimentación de una red externa, y con sus dos generadores trabajando cerca del 100% de sus capacidades.

Created with DIGILENT PowerFactory Thesis Licence

Tabla 10. . Resultados de flujo de Carga presentado en la Figura 22

Load Flow Calculation								
AC Load Flow, balanced, positive sequence								
Automatic tap adjustment of transformers	No							
Consider reactive power limits	No			Max. Loading of Edge Element			80.00 %	
Automatic Model Adaptation for Convergence	No			Lower Limit of Allowed Voltage			0.95 p.u.	
				Upper Limit of Allowed Voltage			1.05 p.u.	
				DIGSILENT	Project:			
				PowerFactory	2021 SP2	Date:	02/03/2021	
Study Case: Study Case						Annex:	/ 1	
Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	[kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	[p.u.]
Overloaded Elements								
T 1-7	Tr2	99.60			Barra 01	146.26	0.58	1.00
					Barra 07	149.41	8.63	1.00
T 6-8	Tr2	100.37			Barra 06	146.88	0.58	1.00
					Barra 08	148.65	8.69	1.00
G2	Sym	99.10			Barra 08	148.65	8.69	1.00
Synchronous Machine	Sym	99.60			Barra 07	149.41	8.63	1.00

Podemos apreciar que no solamente los dos generadores del sistema se encuentran bajo un estrés eléctrico considerable, sino también que elementos como transformadores están bajo excesiva carga, considerando que este pueda ser un modelo representativo de una red real, en donde existen movimientos, transacciones y en muchos casos sucesos imprevistos como fallas transitorias que pueden afectar directamente a cada uno de los elementos conformantes del sistema; añadido a ello se puede apreciar en la Figura 22 el hecho que las barras presentan niveles de voltaje no adecuados, puesto que tal como la Tabla 10 presenta, si el sistema tuviese que operar bajo esta tipología estructural dentro de su conformación en cuanto a sus elementos, se tendría que recurrir a un estudio de compensación para fines de lograr mantener los valores de tensión en valores óptimos, así mismo como el planteamiento de requerir más generación o capacidad instalada de generación en el sistema, con la idea de no operar cerca de los límites eléctricos del sistema.

Las siguientes secciones de este capítulo harán una apertura hacia un enfoque de propuestas con la finalidad de poder mitigar estos problemas de compensación, con la finalidad de llegar a obtener nuevamente un planteamiento de nuestro sistema en un estado que satisfaga en todo punto o en aquellos que son de suma importancia la necesidad de mantener las cantidades eléctricas en valores óptimos con un margen de libertad para poder reaccionar ante un transitorio o distorsión de otra naturaleza en el sistema.

3.4 ANÁLISIS DE COMPENSACIÓN CON MÉTODOS CONVENCIONALES

Muchos son los enfoques que encaran el problema de la compensación en los SEP desde distintos puntos de vista, en donde muchos de ellos ya se han discutido en (2.3), donde es claro que diversos métodos son los existentes para esta finalidad en la actualidad, muchos de ellos son empleados más que otros, más es importante determinar que para simplificar muchos de ellos se plantearán los que más factibilidad pueda representar en un marco de la realidad en los sistemas eléctricos de transito energético, para lo que es importante referenciar esta sección 3.4 y las siguientes 3.5 y 3.6 a la sección 3.7 de este capítulo; debido a que muchas son las propuestas enmarcadas dentro de este condensado de soluciones expresadas en estas pocas secciones.

Dicho lo anterior, es pertinente iniciar con aquellas propuestas las cuales son las respuestas más convencionales en nuestro medio para poder dar una respuesta desde el punto de vista técnico, a aquellos escenarios poco ortodoxos o poco fiables en la operatividad de un SEP determinado.

Continuando con el análisis del ejemplo del planteamiento explicativo de este capítulo, nos referenciaremos a él a partir del caso expuesto en la Figura 22, el cual es el ejemplo más representativo del ejemplo en una criticidad considerable en la operatividad del sistema.

3.4.1 Métodos Convencionales

Teniendo presente el caso de nuestro SEP en la Figura 22 es importante entender que con lo que se tiene o cuenta en el sistema hasta ese punto, no se puede hacer frente a lo que podría representar una solución digna de lo que se puede realizar y mejorar en dicho sistema; por lo que es importante inicialmente entender que nuestros generadores debiesen de operar hasta un 85% de su capacidad nominal, pues el hecho de que estén operando justo en su límite operativo hace que las maniobras y funcionamiento normal del sistema, corra un alto riesgo de poder estar al borde del colapso operativo; esto sin mencionar que en la realidad es importante denotar los límites operativos de los equipos, pues estos no únicamente se basan en criterios de límites eléctricos, sino también se encuentran sus límites físicos los cuales en equipos de naturaleza eléctrica están fuertemente relacionados con límites térmicos, pues el fenómeno que se produce por el efecto joule en los equipos, es la degradación de los sistemas de aislamiento que estos poseen; entendiéndolo de otra manera, dichos equipos expuestos a un estrés eléctrico y térmico desmesurado, es por consecuencia que su vida útil sea reducida considerablemente, esto abre la puerta a diversos debates de expertos en la materia de mantenimiento y operación de dichos sistemas.

Es pues pertinente entender que un sistema eléctrico de potencia debe presentar ciertas condiciones de operatividad y de seguridad, en donde entran por otro lado la factibilidad con la que el añadir nuevas cargas al sistema sea posible y esto no represente un inconveniente para las diversas variables del SEP. Esto es necesario, debido a que los SEP están en todo momento creciendo, debido a que el desarrollo y la sinergia de las sociedades continuamente están desarrollándose y alcanzando nuevas tendencias que demandan mayores cantidades de energía y transporte de la misma.

Por otro lado es importante ver que el efecto que tiene un incremento de carga en el sistema, normalmente conduce a que los conductores del mismo se vean expuestos a estrés eléctrico y térmico, representando el mismo efecto que vemos en nuestro sistema de 8 barras en los transformadores y generadores con los que cuenta hasta el momento; mitigar esta situación es posible, a través de los métodos que se explican y plantean en 2.3 y 2.4, por lo que seguidamente se plantearán las propuestas que corresponden a las soluciones que se pudiesen considerar convencionales en nuestro sistema propuesto.

3.4.2 Desarrollo de Métodos

Esta sección se orienta a desarrollar explícitamente las distintas alternativas con las que convencionalmente se pudiese dar solución a problemas como los que presenta la red expuesta en este capítulo, y en capítulos posteriores se verá que de igual manera pueden y son utilizados en sistemas más complejos y reales como lo es el SEP español.

3.4.2.1 Aumento de Generación en el Sistema

Es importante ver que de la Figura 22, podemos claramente darnos cuenta que el poner una generación paralela a la existente no es posible, pues el límite de los transformadores sería sobrepasado, por lo que es necesario si la idea es aumentar la generación, poder ver otros puntos en los que este problema pudiese ser resuelto; puesto de otra manera nos daremos cuenta que para aumentar la capacidad de generación en nuestro sistema, a partir del aumento de generadores en él, no será posible sin la implementación de equipos de transformación para poder elevar la tensión a la nominal de nuestro sistema de transmisión.

Otro punto importante a determinar puesto que la implementación de un generador en el sistema implica la instalación de otra barra y transformador, es el determinar el punto adecuado en el que un generador debería ser instalado para poder no solamente suplir más generación al sistema, sino que de alguna manera poder mitigar los aspectos de regular la tensión en algunos puntos que lo necesiten dentro de la red; obviamente este problema implica en un plano real, un alto coste económico y en muchas ocasiones el hecho de que no sea una solución tan inmediata, hace que las soluciones certeras para problemas en las redes de transmisión, no lleguen a concretarse de manera ideal, pues las soluciones más rápidas en algunos casos son más atractivas económicamente.

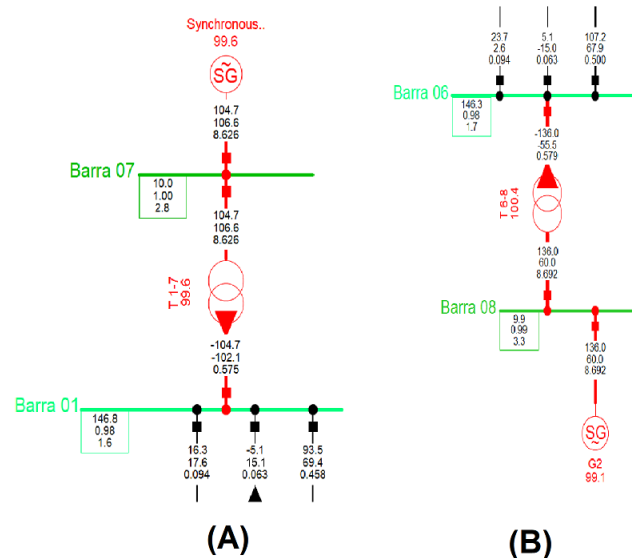


Figura 23. Ilustración de los puntos con sobrecarga en los generadores y transformadores del sistema expuesto en la Figura 22

3.4.2.1.1 Implementación Óptima de Generación

La implementación óptima de la generación en un sistema donde es posible diseñar su topología dadas las condiciones existentes en el sistema, brinda una serie de escenarios los cuales deben de ser considerados para la decisión más productiva y eficiente en la tarea la cual se requiere que desarrolle; en esta sección se tratarán diferentes variaciones en la red con la finalidad de obtener el mejor punto de conexión de un nuevo generador en la red para poder suplir las deficiencias que este tiene como una de las soluciones más básicas de considerar, más posiblemente no la más factible económicamente como se verá en secciones venideras de este trabajo.

Para el desarrollo de esta sección se utiliza la herramienta de DigSILENT para determinar a través con su herramienta de determinación de parámetros la mejor opción de las configuraciones con las que se piensa abordar el problema, el cual es a través de la implementación de un nuevo transformador, barra y generador al sistema, para poder comparar las distintas opciones de conexión en las barras 2,3,4,5.

Véase que las barras a las que están conectados los generadores existentes, se descartan debido a la necesidad de instalar un nuevo transformador paralelo al existente, y debido a que las líneas en alguno de estos casos se sobre-cargan, por lo que la problemática de sobrecarga en elementos conductores se agravaría en el sistema, con esto sería necesario ver las alternativas que se tienen para poder mejorar la situación y que en seguida se mirará en próximas secciones de implementaciones para afrontar esta problemática.

Después del planteamiento de determinación de variables en el programa computacional, obtenemos que el caso menos viable es el de conectar la nueva unidad generadora a través de la barra 02 (ver Figura 24).

En esta se puede apreciar el hecho que no solamente no estabiliza las tensiones en los nodos 03,04 y 05 sino que agrava el problema en cuanto a la tensión de estos, además la línea L_{1-3} alcanza un 92.3% de carga, lo que para el criterio planteado es un porcentaje considerable. Por otro lado es importante ver el porcentaje de carga del generador y transformador extra.

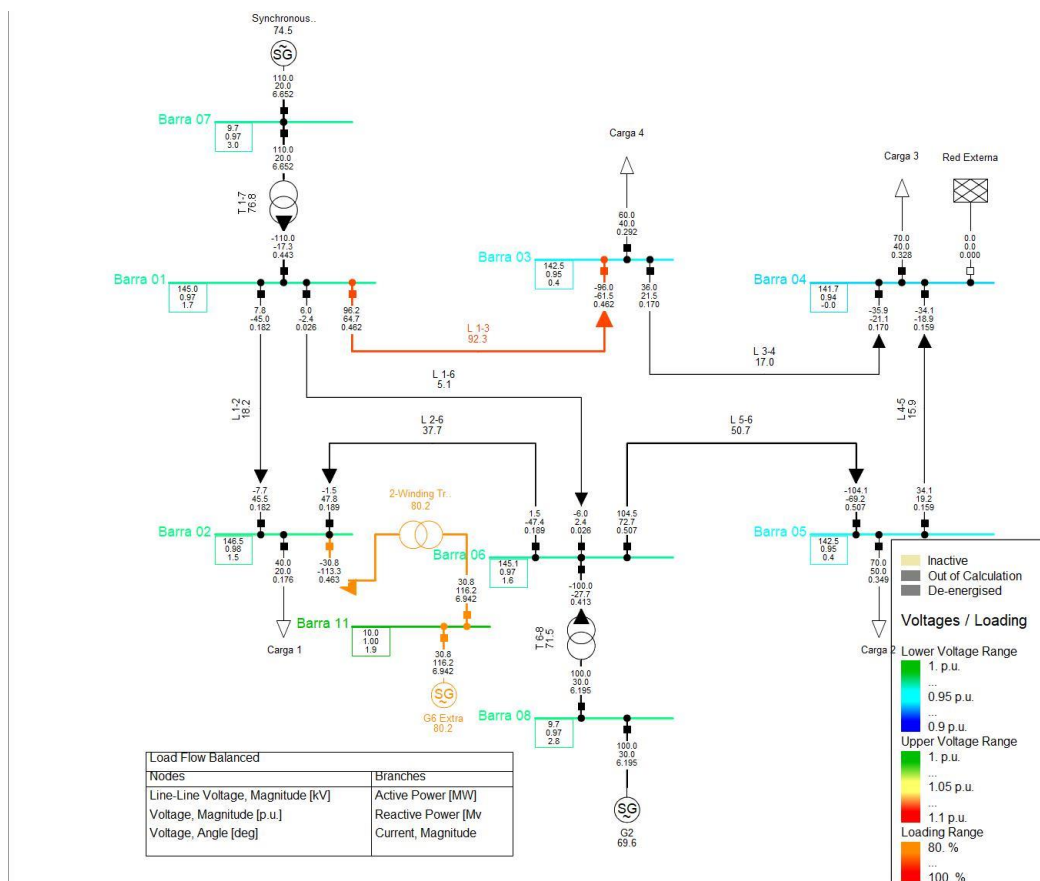


Figura 24. Ilustración de Diagrama con implementación de Generación Extra en Barra 02

En Tabla 11 podemos observar los resultados que se obtienen con la opción de generación en la barra 2, en donde se puede apreciar lo anteriormente mencionado en referencia a este caso.

Tabla 11. Resultados de implementación de Generación extra en Barra 02

Study Case: Study Case		Annex:		/ 1			
Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.] [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements							
Barra 04	Term		0.94	141.75	Red de Ejemplo 8 Barras		
Barra 05	Term		0.95	142.47	Red de Ejemplo 8 Barras		
L 1-3	Line	92.34			Barra 01	115.94	0.46
					Barra 03	113.98	0.46
2-Winding Transformer (3)2		80.16			Barra 02	117.44	0.46
					Barra 11	120.23	6.94
G6 Extra	Sym	80.16			Barra 11	120.23	6.94

Siguiendo tal metodología la opción más atractiva técnicamente es la conexión de la generación en la barra 03 seguida de la barra 04 debido a las características que apremia el considerar estos puntos de conexión en la red.

Tabla 12. Comparativa de resultados para casos de inserción de generación extra

	Barra 02	Barra 03	Barra 04	Barra 05
<i>Potencia Activa de Generador Extra (MW)</i>	30.8	30.5	30.4	30.5
<i>Potencia Reactiva de Generador Extra (Mvar)</i>	116.2	112.8	109.2	112.5
<i>Nivel de Carga en Generador Extra (%)</i>	80.2	77.9	77.9	77.7
<i>Nivel de Carga en L_{1-3} (%)</i>	92.3	60.8	65.8	74

A continuación, se presentan las distintas variaciones con las que se identificaron los datos de la Tabla 12.

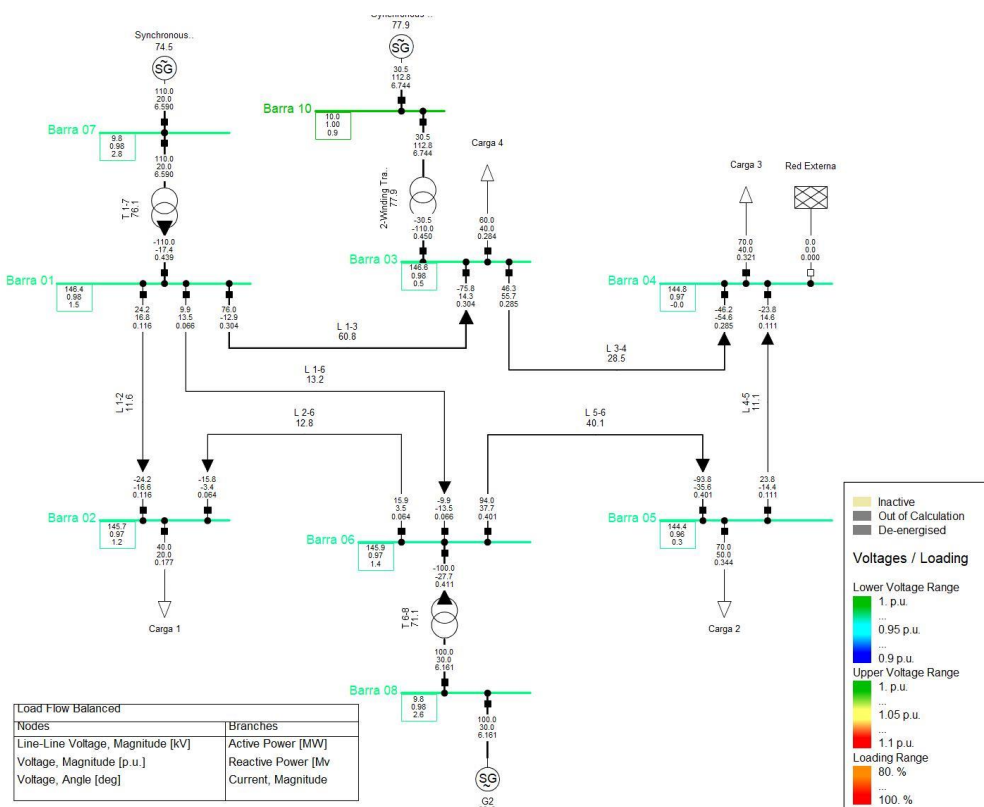


Figura 25. Ilustración de Diagrama con implementación de Generación Extra en Barra 03

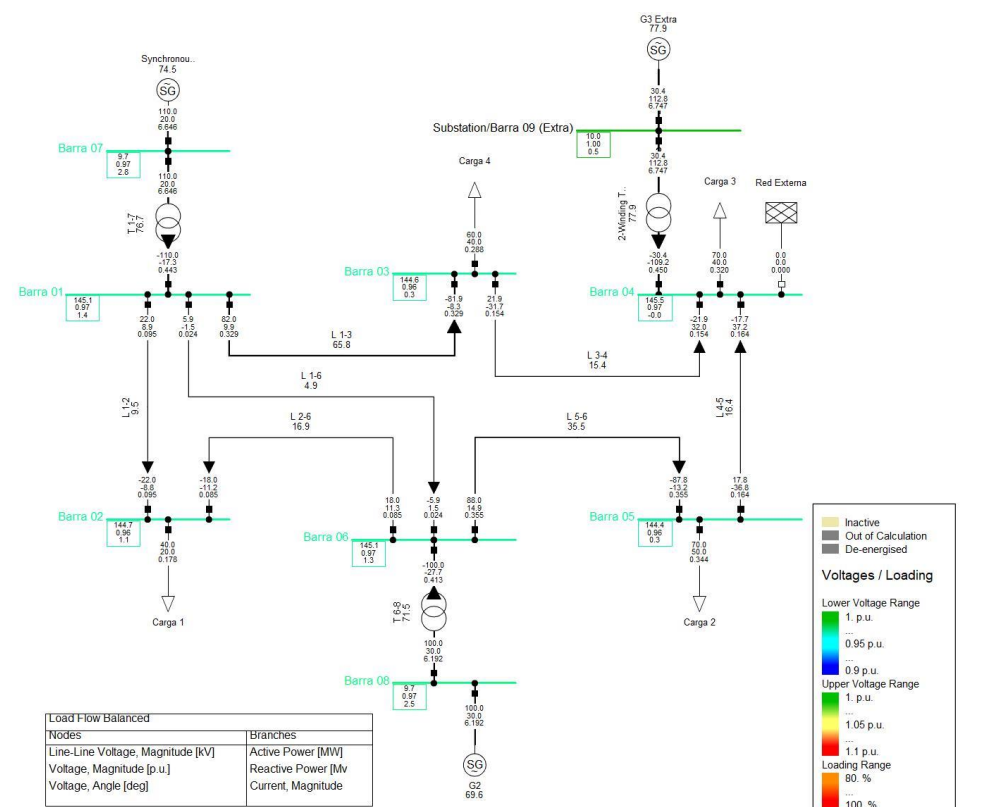


Figura 26. Ilustración de Diagrama con implementación de Generación Extra en Barra 04

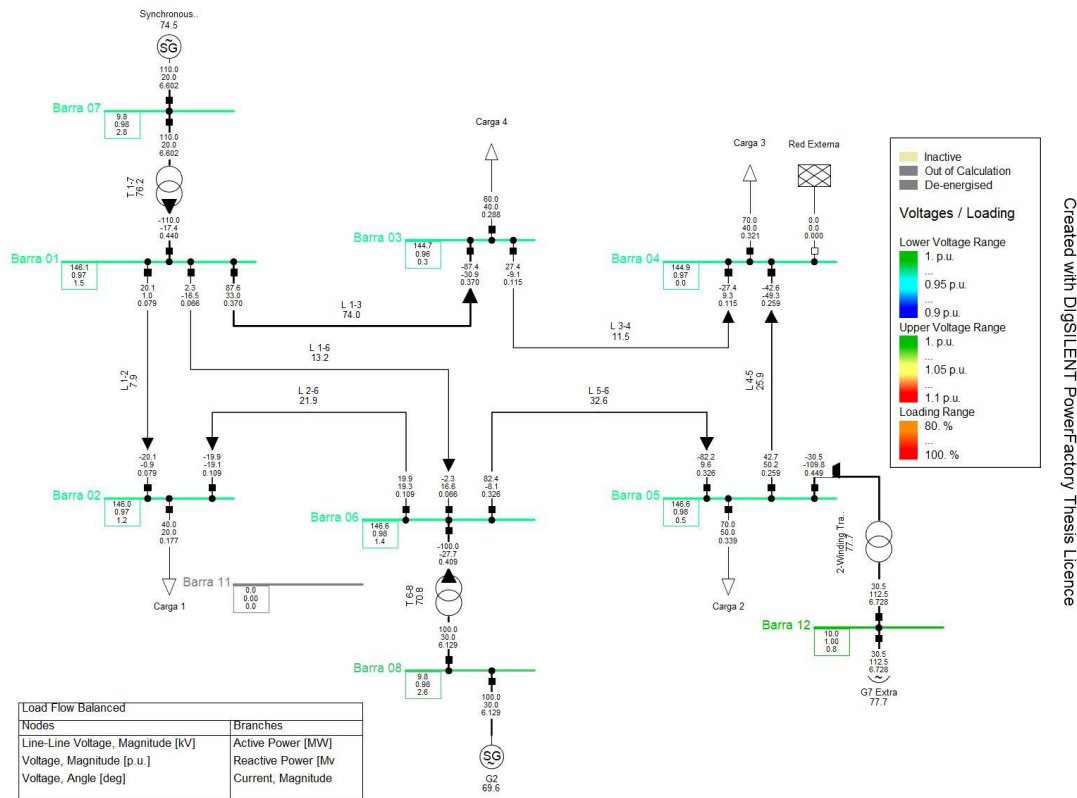


Figura 27. Ilustración de Diagrama con implementación de Generación Extra en Barra 05

3.4.2.2 Aumento del número de líneas paralelas en el sistema

En muchos casos esta es una solución bastante plausible a la hora de encontrarnos con sobrecargas en las líneas de transmisión como lo pudiese ser el caso de la Figura 24, la cual atiende a una carga de una de sus líneas en un 92%, esto supone un problema si la red se encuentra en un momento en que la demanda del sistema no es la máxima, puesto que al aumentar la carga esta línea se sobrecargaría aún más y por consiguiente pudiese poner en riesgo la operación normal del sistema.

En 3.5, se verá que el poner líneas paralelas para solventar este problema no es la única solución para abordar esta problemática, y en el caso que se requiera un sistema que pueda garantizar valores fijos de referencia en el inicio y terminación de un tramo en 3.6, veremos las ventajas de esta tecnología; por lo que en esta sección se designa esta opción como una modalidad normalmente recurrente en la práctica.

Partiendo de la idea planteada al inicio de esa sección tomando como modelo el caso peor posicionado en materia de carga en sus líneas de la sección pasada (Ver Figura 24 y Tabla 11); se establece el instalar una línea paralela a la Línea L_{1-3} , la cual se encuentra con niveles de carga considerables; de tal manera que empleando esta solución convencional obtendríamos los resultados expuestos en la Figura 28.

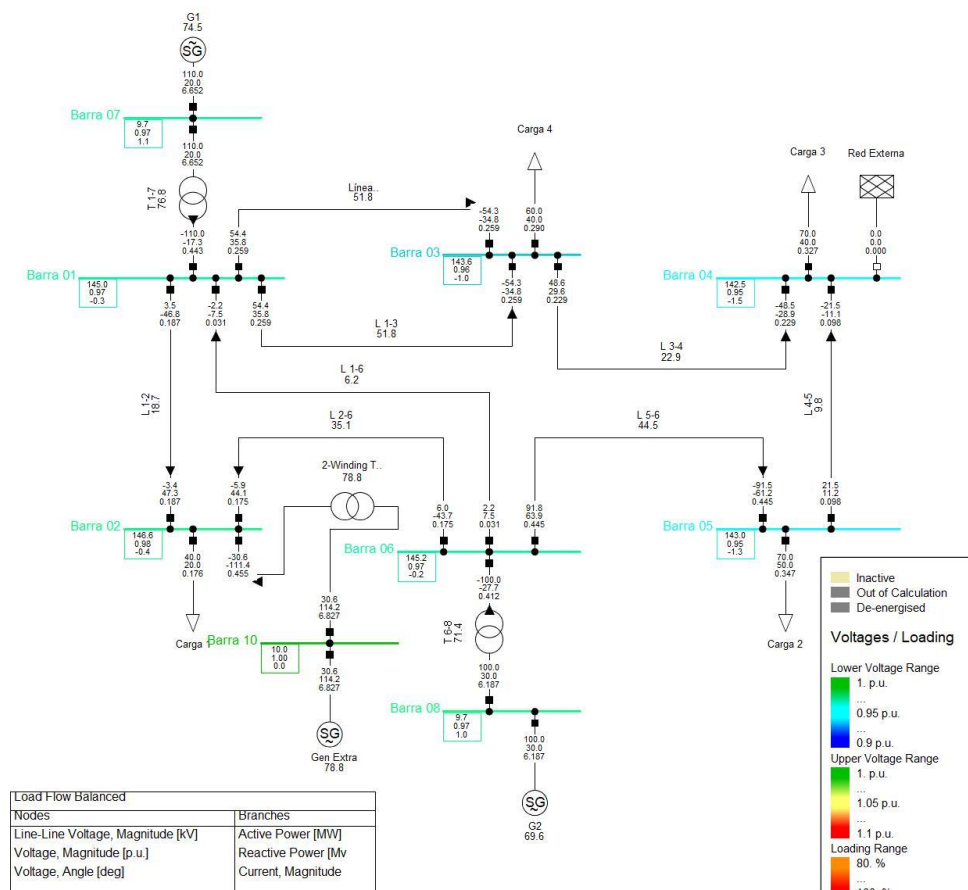


Figura 28. Ilustración de Diagrama con implementación de Línea extra entre barras 01 y 03 con la modalidad de la implementación del Generador Extra en la Barra 02.

Podemos apreciar el hecho que no solamente hace que los niveles de carga en la línea anteriormente cargada a un 92% disminuya y se reparta equitativamente entre la nueva línea paralela y la ya existente, sino que los niveles de carga en el generador extra desciendan levemente a un 78.8%, es decir un 1.4% menos cargado que sin la línea, lo que supone un mejor margen operativo para el generador y por tanto para el sistema.

Es importante notar que la tensión en las barras, especialmente las 03, 04 y 05 siguen a un nivel de tensión de aproximadamente 0.95 p.u., por lo que es esto puede agravarse si las cargas en el sistema aumentasen. Es por ello que en la siguiente sección se verá un método convencional para hacer posible el mejorar esta condición del sistema.

3.4.2.3 Variación de Taps En transformadores de Potencia

Comúnmente en un SEP, se ven distintos escenarios según sea la operación en determinado momento, muchas veces es necesario considerar desde un inicio del diseño de un nuevo segmento en el sistema, transformadores con taps automáticos, que permitan variar la tensión en determinados puntos de interés en el sistema, para mantener la estabilidad de tensión en ella.

En la práctica, estos cambiadores de posición en el devanado de los transformadores, no son frecuentemente operados, puesto que el modificar abruptamente el nivel de tensión en un nodo, afecta de igual manera la tensión en el resto de nodos cercanos a este, lo que por consecuencia hace que sea una tarea de coordinación operativa al realizar cambios que

podiesen representar una alteración abrupta en el sistema. Existen dos consideraciones a la hora de hablar de transformadores que tengan esta cualidad de poder contar con taps, y son las siguientes:

- Cambiadores Taps Bajo Carga
- Cambiadores Taps sin Carga

La diferencia de uno con el otro, es que el primero actúa normalmente bajo un sistema de actuadores controlados automáticamente para fijar la tensión a un determinado valor sin necesidad de tener que des-energizar el transformador para que este pueda accionar dado ese valor fijo, mientras que el segundo, es decir el cambiador tap sin carga, tiene que recurrirse a un despeje parcial del transformador por ambos lados; esto supone una planeación operativa extra, puesto que el des-energizar un transformador en un sistema, comúnmente se asocia con el tener que des-abastecer al sistema de energía en caso de que tal trafo sea el encargado de elevar la tensión de la energía que inyecta el generador al sistema, a la tensión nominal de la red, esto por consecuencia hace que una central de generación cuente con un sistema de doble o hasta triple barra en su barra de despacho, lo que le dota de poder hacer despejes en sus transformadores de manera programada al igual que mantenimientos.

En la Figura 29 se puede apreciar el resultado de lo que representa que los transformadores puedan hacer un cambio de taps referenciados en sus devanados, con la finalidad de mantener los niveles de tensión adecuados en el sistema. Tal imagen muestra que el comportamiento de la red ahora en referencia a la tensión de sus nodos es mucho más aceptable, más es importante notar que al hacer estos cambios en los transformadores, nos resulta con que al tener las unidades que reaccionar a estos cambios a través de su AVR (Automatic Voltage Control por sus siglas en inglés), para mantener de igual manera el voltaje de referencia en las barras de generación, hace que en ciertos casos, las unidades tengan que aportar mayor reactivo, y esto puede ser peligroso para una unidad la cual no tenga mucho margen de operación en la aportación de energía reactiva, tal caso es el que se muestra en la misma figura en la unidad G1, la cual como se puede ver está despachando 110MW tal como tiene programado hacerlo, más su aportación en cuanto a potencia reactiva es de 147Mvar que representa un 86.39% más de lo que tiene estimado despachar.

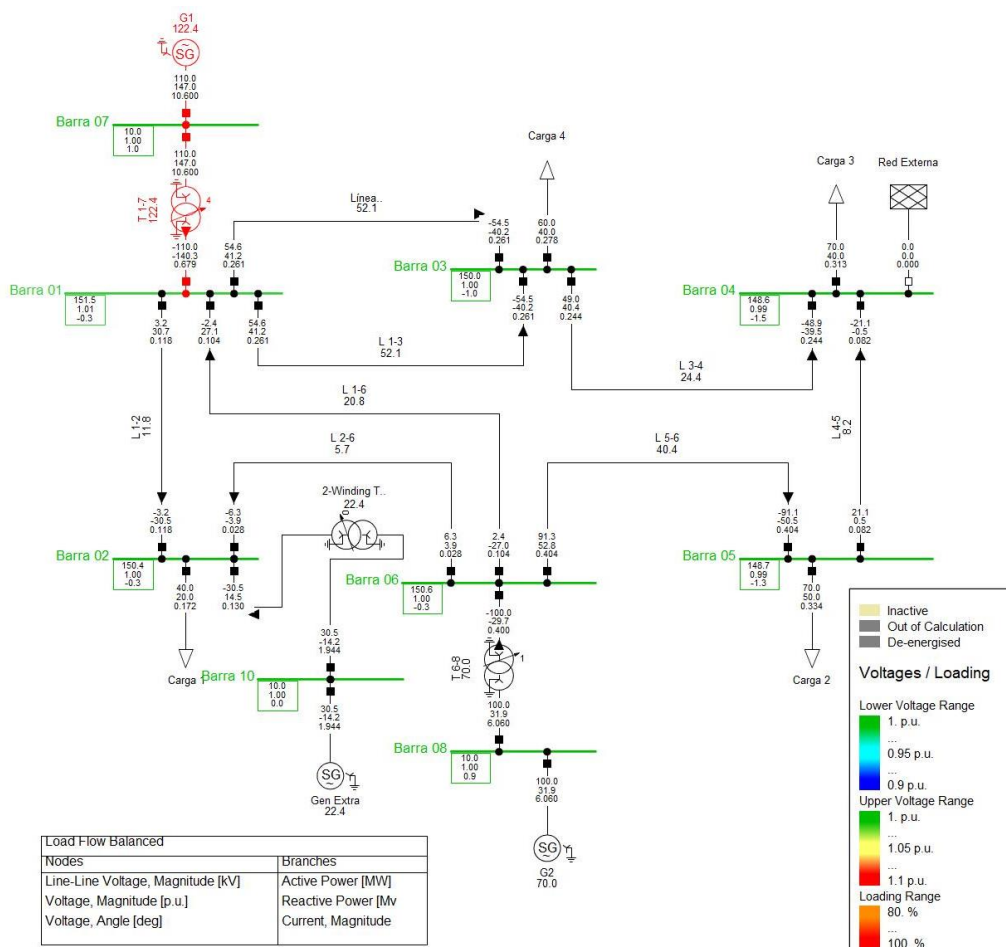


Figura 29. Ilustración de Diagrama con implementación de cambiadores tap en los transformadores

Tal caso descrito en el párrafo anterior, hace necesario que los sistemas deban de ser flexibles en cuanto a las aportaciones individuales de cada uno de los aportantes de energía al sistema, tanto de energía activa como de energía reactiva. Esto pues, supone muchas veces un problema debido a la violación que se incurre en los contratos que se pactan en la conformación del mix energético para cubrir la demanda por parte de cada una de las plantas generadoras (tal como se menciona en 1.1); por lo que el tener que realizar cambios que representen una alteración de esta naturaleza, debe de ser debidamente informada y coordinada con todas las entidades que involucre el SEP.

Volviendo a la parte técnica de este meollo, es importante notar que a pesar que la unidad G1 presente las condiciones de sobrecarga (22% arriba de su capacidad nominal), es posible nivelarla a valores en donde pueda ser posible su operación sin que puedan activarse sus protecciones por sobre-carga, esto puede ser posible al utilizar el Gen Extra (ver Figura 29) el cual se encuentra solamente a 22.4% de su capacidad nominal, puesto que este es un generador idéntico en características a G1 y G2.

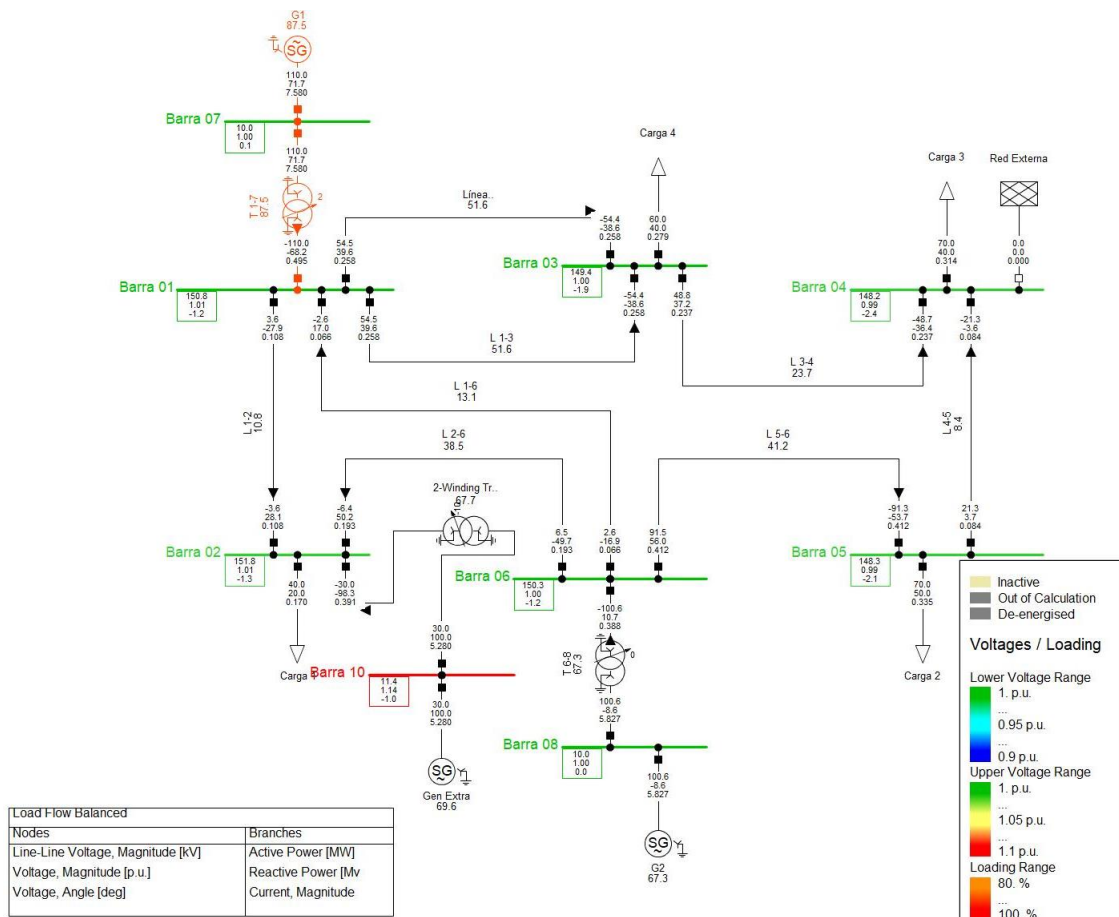


Figura 30. Ilustración de Diagrama con cambios operativos en Gen Extra a partir de las modificaciones en los taps de los transformadores planteada en la Figura 29.

Véase que la unidad G1 y transformador T 1-7 ahora se encuentran operando a un 87.5% según la Figura 30. Es posible notar que al utilizar la unidad Gen Extra operado como un compensador reactivo síncrono al tiempo que aporta potencia activa, con el propósito de hacer que G1 pueda operar dentro de sus límites nominales afecta directamente a los valores de tensión en la barra 10, la cual es a la que está conectado Gen Extra, a un valor de 1.14 pu, es decir 171kV, lo que supone un problema directo para la operatividad continua de la unidad, pues dentro de las protecciones de las unidades generadoras y sistemas de barras, las protecciones por sobrevoltaje pudiesen activarse a estos niveles de tensión.

Lo anterior hace necesario analizar la siguiente propuesta convencional en la metodología de compensación en los SEP.

3.4.2.4 Estabilización Reactiva por compensadores estáticos

La compensación reactiva dentro de los SEP hoy día juega uno de los puntos a remarcar dentro de las redes modernas, pues el hecho de que la generación esté distribuyéndose masivamente a lo largo de las redes y las cargas normalmente no obedezcan firmemente a una tipología lineal, hace que tal y como en casos anteriores (Figura 21-Figura 28) las tensiones en los nodos se desvíen de los valores óptimos y deseables en ellos, debido a esto multiples técnicas de compensación y filtrado han sido desarrolladas durante los últimos años, en donde la compensación reactiva a través de capacitancias en serie con la línea y en derivación (los cuales

son los más comúnmente utilizados) se han hecho más presentes en los SEP convencionales [73].

Es importante mencionar que hoy día con penetrabilidad de tecnología basada en electrónica de potencia en los sistemas modernos, tanto en los sectores de generación y transmisión, requieren en muchos casos una compensación no solamente para perfiles con factores de potencia atrasados sino también para factores de potencia adelantados, por lo que es común ver configuraciones no solamente de compensación capacitiva, sino también la presencia de equipos de inductores en derivación [74], en esta sección veremos la necesidad de combinar ambas modalidades de compensación en el sistema planteado en la Figura 30, la cual se ha analizado a través de una compensación a través de la manipulación de los taps de los transformadores existentes.

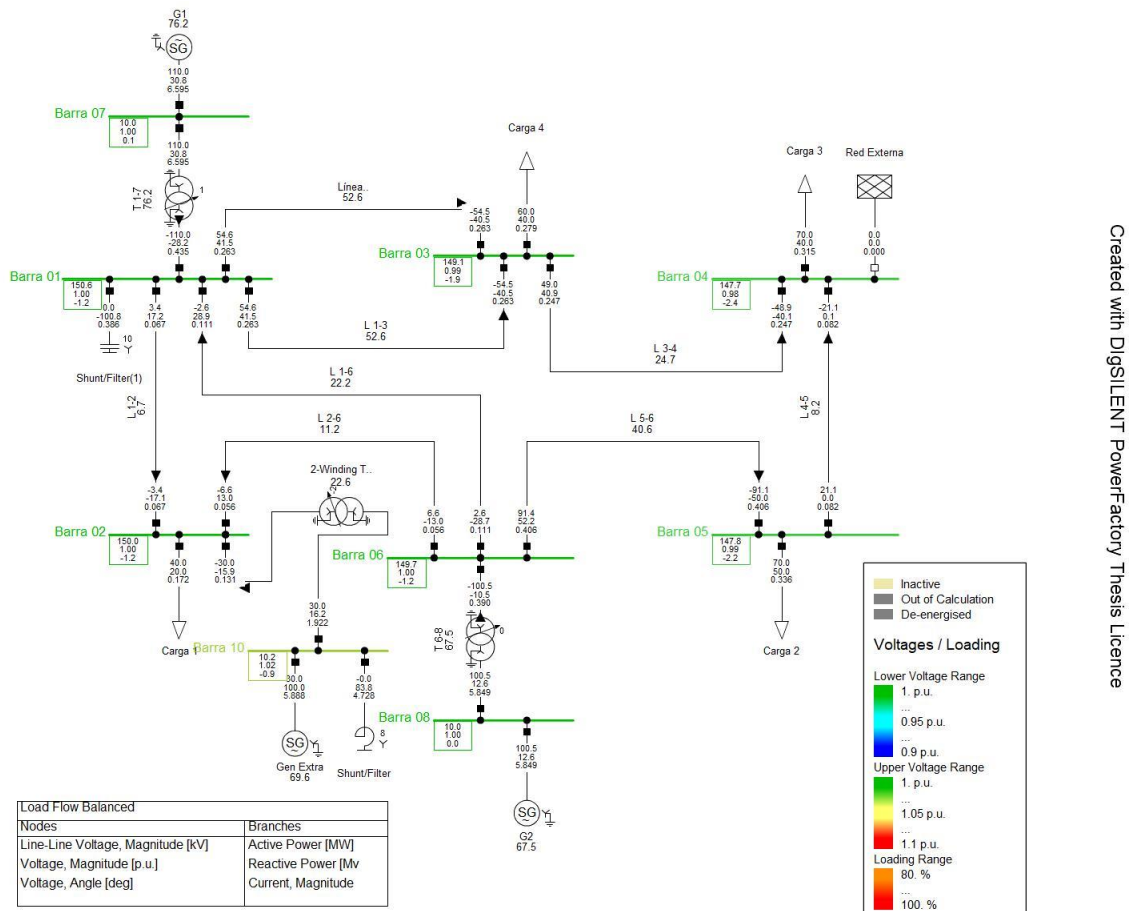


Figura 31. Ilustración de Diagrama con compensación reactiva e inductiva para la regulación de tensión en puntos con valores críticos.

En la Figura 30, se puede apreciar la implantación de equipos de compensación de banco de capacitores e inductores en derivación, en las barras 01 y 10 respectivamente, para poder garantizar dada la operación existente en el sistema, que los valores de tensión en todo el sistema no se alejen de los deseados en todo el sistema, siempre procurando que las unidades no sean expuestas a un estrés eléctrico que pueda reducir la reacción del sistema ante un transitorio o eventualidad inesperada en la operación, de manera que vemos el hecho que en la barra 10 con la compensación en derivación, se logra estabilizar los niveles de tensión de 1.14 a 1.02 pu, lo que hace que el sistema opere dentro de valores razonables operativos, sin caer en el peligro que las protecciones por sobre-tensión puedan activarse y hacer que se pierdan elementos en

cadena debido a la incapacidad de las unidades generadoras de mantener el sincronismo a un sistema con cargas que pudiesen sobrepasar las capacidades nominales de la potencia instalada si se precinde de una de ellas, es decir, si se opera en un estado de N-1 elementos de generación.

Dentro de este tipo de configuraciones, existen diversos aspectos técnicos con los que se deben lidiar, debido a que este tipo de compensación posee variantes constructivas diversas en el mercado, las hay con un valor fijo y las hay con cambiadores automáticos que se regulan de acuerdo a una banda predeterminada dentro de la cual, los taps del dispositivo hacen la tarea de mantener tales valores en dicho rango el cual se puede ajustar a las necesidades que se requieran.

En los últimos años se han desarrollado tecnologías que permiten la conectividad de tales bancos reactivos a valores de tensión elevados no solamente a niveles de media tensión (MT) sino también a sistemas de alta tensión (AT) es decir sistemas de transmisión y sub-transmisión de potencia, teniendo presente que tradicionalmente este tipo de compensación únicamente se llevaba a cabo en tensiones no superiores a 34.5KV [75], que corresponde a sistemas de distribución.

3.5 ANÁLISIS DE DISPOSITIVOS FACTS CON SOFTWARE

En esta sección se analizarán los distintos panoramas con se puede adoptar los distintos escenarios brindados por la implantación de dispositivos FACTS, en donde nos centraremos en aquellas soluciones de modelación que pueda dotar a nuestro sistema de mayor flexibilidad y ante todo de mejores condiciones con las cuales este pueda adoptar un mejor comportamiento ante un transitorio; para ello tal como ya se ha discutido en 2.4, entraremos a establecer en nuestro modelo demostrativo el cual se ha tratado en el presente capítulo.

Tomando en cuenta de igual manera el escenario expuesto en la Figura 24; esta sección trata las deficiencias de este caso a través de la implantación de tecnologías flexibles en base a electrónica de potencia, la cual difiere de los métodos expuestos en 3.4.

Los distintos enfoques con los que se hace el acercamiento técnico para poder analizar las bondades de las tecnologías FACTS a través de las distintas soluciones y aplicaciones, predisponen una consideración de efectos de planteamiento operativo en los SEP, en donde por el dinamismo que aportan, las soluciones de operación, mercado y transmisión pasan por un criterio distinto al convencional, especialmente al momento de considerar distintas regiones o zonas energéticas, además de poder implantar tales tecnologías las cuales nos abren un camino a una mayor eficiencia energética.

3.5.1 Implantación de Dispositivos FACTS

El hablar de la implantación de nuevas tecnologías las cuales presentan diversos enfoques operativos, obliga a tener que considerar aquellas las cuales sirvan para los propósitos planteados dentro de este mismo trabajo, ya que tal como en 2.4.2.2, se menciona y enumera una serie de distintos dispositivos los cuales cada uno de ellos presentan cualidades similares y algunos de ellos únicamente son factibles en su consideración bajo ciertos criterios ingenieriles, pues su funcionamiento se estima para ciertas funciones que no podrían generalizarse para todos los sistemas de transmisión energética existentes.

Puesto que cada uno de los SEP existentes en el mundo difieren en todos sus aspectos, debido a las distintas topologías, necesidades, capacidades y particularidades operativas; la adopción de FACTS requiere un análisis y estudio previo para su implementación en cualquier red la cual se planteó la instalación de dichos dispositivos, esto debido a que incluso siendo los dispositivos recurrentemente similares, existen modalidades operativas de los mismos los cuales se deben pre-definir individualmente para que estos sean adaptables y congruentes con el comportamiento del sistema en el cual se planifica tengan una cierta funcionalidad según el criterio y propósito del manejo adecuado de las cantidades eléctricas que pudiesen controlar y ser determinantes en la estabilidad y el manejo de los flujos de potencia de la misma red.

Es por lo anterior, que se dispone en la sección 3.5.1.1, seguidamente a presentar los escenarios con los que se plantea abordar la implantación de las tecnologías propuestas en la metodología general del trabajo.

3.5.2 Desarrollo de Implantación según tecnología

Debido a que en 2.4, ya se cuenta con un panorama explicativo de las distintas opciones existentes en el medio y en el mercado en lo que es materia de dispositivos de electrónica de potencia flexibles, la iniciativa de esta sección es simplemente recapitular las funcionalidades de los FACTS previo a la fase demostrativa/ejemplificativa del desarrollo de tales tecnologías dentro de nuestro modelo IEEE 8 Barras, y posteriormente en el modelado del SEP Español.

Dicho lo anterior, se presentan los planteamientos de desarrollo con FACTS según la Figura 11.

3.5.2.1 Desarrollo de Implantación de FACTS

Ya anteriormente se ha mencionado el hecho que el dispositivo flexible en base a electrónica de potencia para sistemas de transmisión de corriente alterna, cumplen múltiples funciones según su tipología la cual en el capítulo 2 se comenta más a fondo tal temática. Es pues necesario expresar tales planteamientos orientados a estas tecnologías según su tipo en nuestro sistema bajo criterios de necesidades que este tenga, es por ello que a continuación se representan varios casos con distintas tecnologías pertenecientes a los FACTS.

3.5.2.1.1 Implantación de Dispositivo SVC

Los dispositivos SVC (Static Var Compensation System por sus siglas en inglés), es un tipo de tecnología de compensación en los SEP de naturaleza estática, la cual opera bajo el funcionamiento de elementos semi-conductores, estos a su vez operan controlando bancos de capacitores TSC o reactores TCR (Thyristor Switched Capacitor y Thyristor Controlled Reactor). Es preciso considerar este tipo de tecnologías puesto que ayudan de manera considerable el mantener los niveles de tensión en el sistema, en varios puntos a la vez, es por ello que son pensados para regulación de tensión, filtrado de armónicos, mejoramiento del factor de potencia, balanceo de carga y compensación reactiva instantánea en casos donde la demanda reactiva varía de manera súbita y rápida.

En la Figura 32 se puede apreciar la incidencia del controlador SVC dentro de la red, si esta es comparada con la Figura 24, la cual es el peor de los casos expuestos es decir este sistema sin el SVC; en las Tabla 13,

Tabla 14 podemos apreciar la diferencia que existe entre ambos casos para lo que este dispositivo realiza de manera simultánea y paralela en todas las barras de la red; es entendible

el hecho de constatar que en un caso real, normalmente este tipo de dispositivos se utiliza para aquellas barras/subestaciones que se encuentran cerca, más en la Figura 32 se ha despreciado la distancia que existe entre estas barras del sistema para poder demostrar visto desde un punto de vista académico la capacidad de conectar distintas barras a un mismo controlador, así de esta manera se aprovecha de manera óptima sus bondades y cualidades.

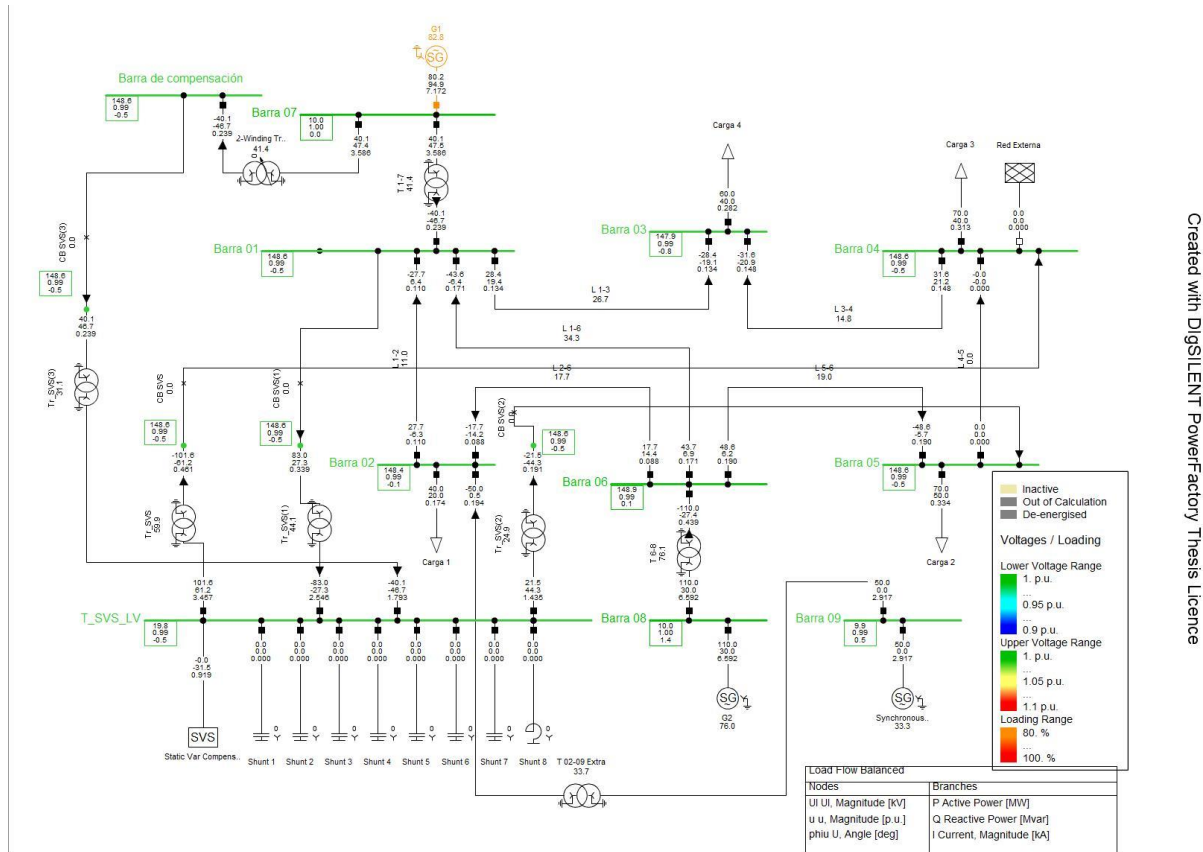


Figura 32. Ilustración de Diagrama con compensación a través de SVC el cual mejora los niveles de tensión del sistema en Figura 24

Podemos apreciar que la regulación dentro de las barras del sistema han sido reguladas de manera exitosa, únicamente con un solo dispositivo SVC, en donde este dispositivo dispone de múltiples bancos capacitivos y reactores paralelos a él, en donde si es requerido puede controlar el accionamiento de los taps de estos para que aporten más potencia reactiva al sistema con la intención de regular la tensión en el lado de AT (alta tensión) de los transformadores elevadores que conectan las distintas barras con el dispositivo FACT.

Es importante notar que G1 se encuentra a 82.8% de su capacidad nominal, por lo que para este caso únicamente tendríamos que aumentar la potencia despachada por G Extra tal como se muestra en la Figura 33.

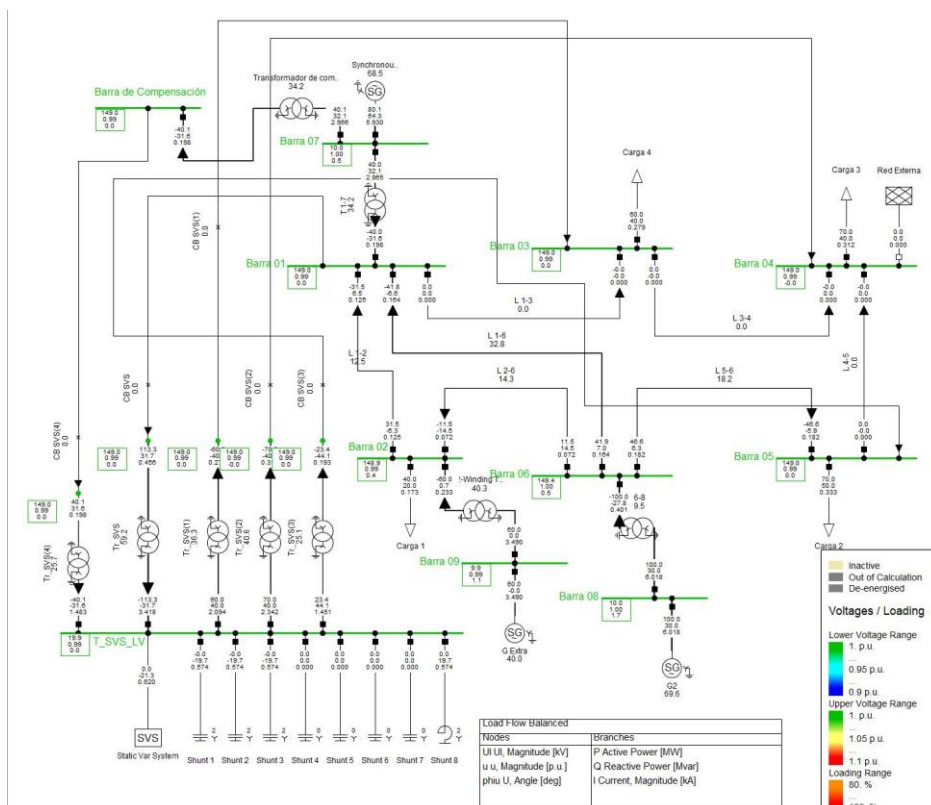


Figura 33. Ilustración de Diagrama con compensación a través de SVC con una rama de compensación más en el sistema, y aumento de potencia despachada por G Extra

Claramente podemos apreciar el efecto que tiene el dispositivo en la red, sin necesidad de tener que preocuparnos en la parte operativa por balances de potencia como respuesta a la demanda del sistema; esto es debido a que el sistema está siendo atendido en cuanto a su regulación de tensión en sus puntos más propensos a presentar un desequilibrio de este tipo, por el SVC el cual regula la tensión en el lado de alta de los transformadores que derivan del SVC, es por ello que podemos apreciar que las tensiones de las barras del sistema cuando el dispositivo está en accionamiento presentan valores casi idénticos, además de también presentar buenos resultados ante cargas desbalanceadas.

Para tener una clara visualización de los cambios que surgen en la red en el momento que se implanta el SVC, se presenta la Figura 34 la cual ilustra el sistema con el dispositivo fuera de línea; este escenario hace imposible la operación del sistema bajo las condiciones de no disponer de una compensación activa en distintos puntos de la red, o incluso el poder habilitar el enlace con la red externa ubicada en la barra 04.

Las Tabla 13 y Tabla 14 nos permiten ver el efecto de la implantación de este dispositivo FACTS, en donde podemos comparar la criticidad del caso para de esta manera ver la factibilidad técnica que un dispositivo puede causar en una red.

En la Tabla 14, vemos que sin el SVC incluso existen elementos sobrecargados, además el caso del Generador G1 es preocupante, ya que se tuvieron que inhabilitar los límites de carga para que de esta manera pudiésemos recopilar los datos del porcentaje de carga arriba de su capacidad nominal; dicho de otra manera en un sistema real, este escenario no solamente no sería estable, sino que tampoco sería factible o posible su operación.

Tabla 13. Perfiles de tensión en el sistema al utilizar el SVC

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No				
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error					
Consider reactive power limits	No	Bus Equations (HV)				1.00 kVA	
		Model Equations				0.10 %	
Grid: Red de Ejemplo 8 Bar System Stage: Red de Ejemplo				Study Case: Study Case		Annex: / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.] [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0 +5 +10
Barra 01	150.00	0.994 149.04 0.00					
Barra 02	150.00	0.993 148.91 0.41					
Barra 03	150.00	0.994 149.04 0.00					
Barra 04	150.00	0.994 149.04 -0.00					
Barra 05	150.00	0.994 149.04 0.00					
Barra 06	150.00	0.996 149.38 0.53					
Barra 07	10.00	1.000 10.00 0.46					
Barra 08	10.00	1.002 10.02 1.68					
Barra 09	10.00	0.993 9.93 1.11					
Barra de Compensación	150.00	0.994 149.04 0.00					
T_SVS_LV							

Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.] [kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]	Current [p.u.]
Overloaded Elements							
Barra 04	Term		0.95 142.14	Red de Ejemplo 8 Barras			
L 1-3	Lne	94.82		Barra 01	119.84	0.47	0.95
				Barra 03	117.58	0.47	0.95
T 1-7	Tr2	105.41		Barra 01	153.84	0.61	1.05
				Barra 07	158.11	9.13	1.05
Synchronous Machine	Sym	105.41		Barra 07	158.11	9.13	1.05

Tabla 14. Perfiles de tensión en el sistema al no utilizar el SVC ni otro tipo de compensación

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles			
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No				
Automatic tap adjustment of transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error					
Consider reactive power limits	No	Bus Equations (HV)				1.00 kVA	
		Model Equations				0.10 %	
Grid: Red de Ejemplo 8 Bar System Stage: Red de Ejemplo				Study Case: Study Case		Annex: / 1	
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.] [kV] [deg]		-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0 +5 +10
Barra 01	150.00	0.973 145.94 1.61					
Barra 02	150.00	0.967 145.08 1.79					
Barra 03	150.00	0.955 143.19 0.40					
Barra 04	150.00	0.948 142.14 0.00					
Barra 05	150.00	0.951 142.58 0.44					
Barra 06	150.00	0.966 144.89 1.68					
Barra 07	10.00	1.000 10.00 2.56					
Barra 08	10.00	0.972 9.72 2.90					
Barra 09	10.00	0.967 9.67 2.52					
Barra de Compensación	150.00	0.000 0.00 0.00					
T_SVS_LV							

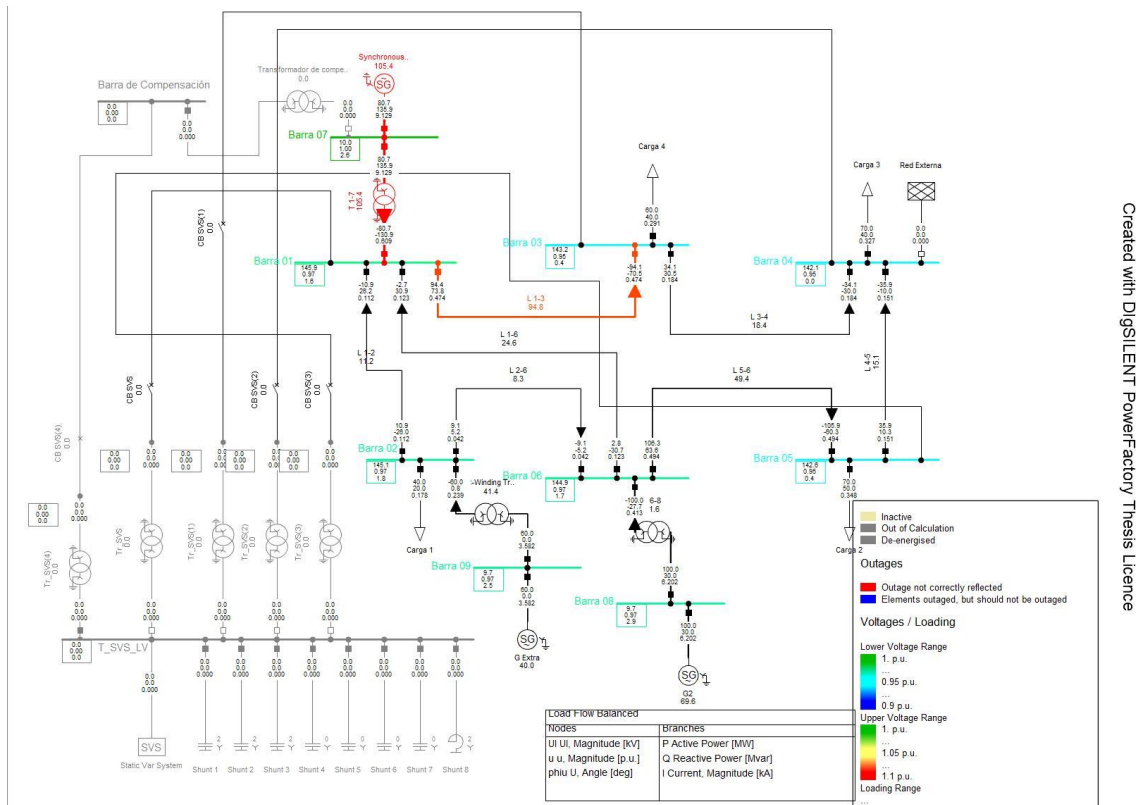


Figura 34. Ilustración de Diagrama sin compensación a través de SVC

3.5.2.1.2 Implantación de Dispositivo STATCOM

El compensador estático sincrónico para transmisión de energía de larga distancia (mejor conocido como STATCOM por sus siglas en inglés), tiene funciones muy similares al ya anteriormente presentado SVC. El STATCOM tiene como tareas principales la estabilización del voltaje en sistemas que lo requieran, además de reducir considerablemente las pérdidas de transmisión, lo que garantiza que la red existente sea más eficiente, además de presentar mejoras del sistema ante el límite de estabilidad del sistema ante transitorios y proporciona un control de voltaje de manera más robusta y rápida con la característica de poder accionar de una mejor forma ante las fluctuaciones de energía que se puedan producir en la red.

En la actualidad los STATCOM están teniendo una gran aceptación en el medio debido a su versatilidad con la que asumen y desempeñan tareas de estabilización en los SEPs, ya que al dotarlos de una mayor capacidad de transporte a través de las líneas ya existentes, hace posible que se reduzcan las pérdidas del sistema. Como anteriormente se menciona, este dispositivo cumple funciones muy similares a las del SVC, más en 2.4 se presentan las principales características de este y su diferenciación; por otro lado su capacidad de poder generar más potencia reactiva que el SVC, lo que hace que sea conveniente cuando la tensión en el sistema es baja, ya que este suplente al sistema de una estabilidad de tensión controlada, evitando de esta manera problemas como huecos de tensión o incluso colapsos de tensión.

El STATCOM es pues según [40], la evolución del SVC, ya que este presenta tiempos de respuesta más rápidos y la tensión de alimentación no depende de la red a la que está instalado, lo que le proporciona una capacidad bastante agresiva a la hora de controlar disturbios en la red o compensación de tensión a lo largo de la operatividad del sistema con cargas variables en el sistema.

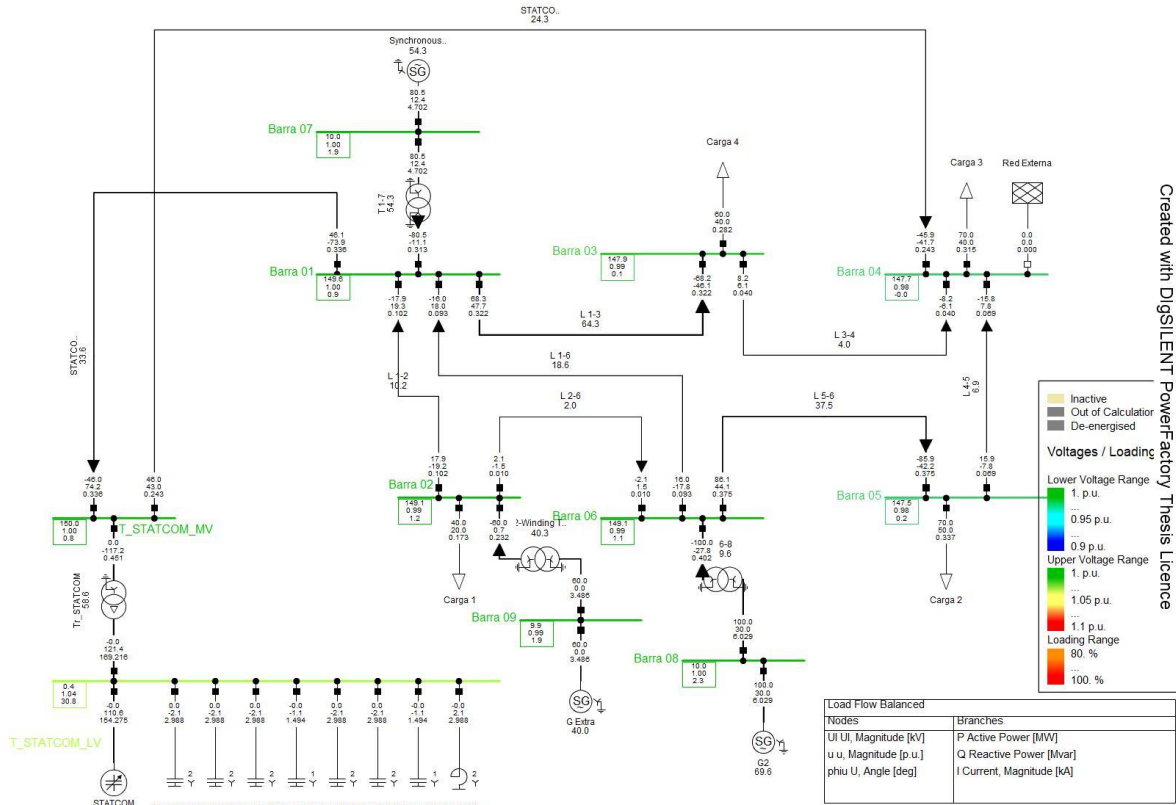


Figura 35. Ilustración de Sistema Expositivo con implantación de STATCOM

Para la implantación del STATCOM, ilustrado en la Figura 35, se hizo preciso modelar las líneas que conectan las barras 01 y 04 con las propiedades que diferencian la línea L1-2, tomando en cuenta que la línea que llega a la barra 04 recorre 150km, mientras que la línea que llega a la barra 01 se supuso una distancia de 15 km, para determinar un caso en el que el FACTS se encuentra cercano a uno de sus puntos de conexión, mientras que otro que se encuentre lejos del mismo también es posible regularlo, siempre teniendo en cuenta y notándose que el funcionamiento de estos es más preciso entre más cerca se encuentre del punto a controlar, es por ello que vemos en la barra 01 y 04, las cantidades de 1.0 y 0.98 pu respectivamente.

Este tipo de dispositivos hace posible ampliar los límites operativos del sistema, sin tener que sacrificar la integridad tanto de los generadores sincronizados al SEP ni poner en riesgo la misma estructuración de las líneas de transmisión, ya que efectúa de una manera más eficiente el proceso de transmisión de la energía, pudiendo de esta manera no solamente dotar al sistema de un mayor rango hablando en cantidades eléctricas, sino que al presentar el sistema menor estrés eléctrico, por tanto menores pérdidas, se reducen de igual manera los efectos que dada las condiciones térmicas deterioran los sistemas y sus medidas de aisladores se desgastan en menor medida, lo que prolonga la vida útil de los sistemas.

3.5.2.1.2 Implantación de Dispositivo UPFC

Ya anteriormente se menciona la funcionalidad típica que tiene el UPFC dentro de un SEP, es por ello la necesidad de implantarlo dentro de cada uno de los modelos y SEP existentes en la actualidad, puesto que tecnologías que brindan la capacidad de controlar los flujos de potencia a disposición de las necesidades del sistema, abren un abanico de oportunidades que engloban todas las cualidades de los compensadores anteriormente descritos, y abre nuevos puntos clave,

de cara a un futuro donde tanto los métodos de generación como de servicios energéticos cambia a pasos agigantados, por lo que es necesario controlar de manera más certera y segura toda la energía producida, procurando la viabilidad, seguridad y eficiencia del proceso. Esto, lo anteriormente mencionado es lo que el UPFC proporciona al sistema.

La implantación de un UPFC dentro de un sistema, tal como se ha mencionado, puede forzar al sistema a comportarse en cuanto a su flujo de potencia de la manera que se estime a través del dispositivo, esto debe de considerarse de manera cautelosa, puesto que el considerar afectar el flujo de potencia dentro de una red que no esté lo suficientemente mallada, puede conducir a producir problemas en vez de soluciones, puesto que en dado caso que el sistema sea débil en cuanto a su potencia instalada, y se forzase el flujo de potencia a través de una determinada trayectoria, pudiese afectar zonas aledañas a la que se hace la maniobra, es por ello que al implantar un UPFC se debe de realizar el estudio necesario para poder determinar la estabilidad del sistema en todo momento.

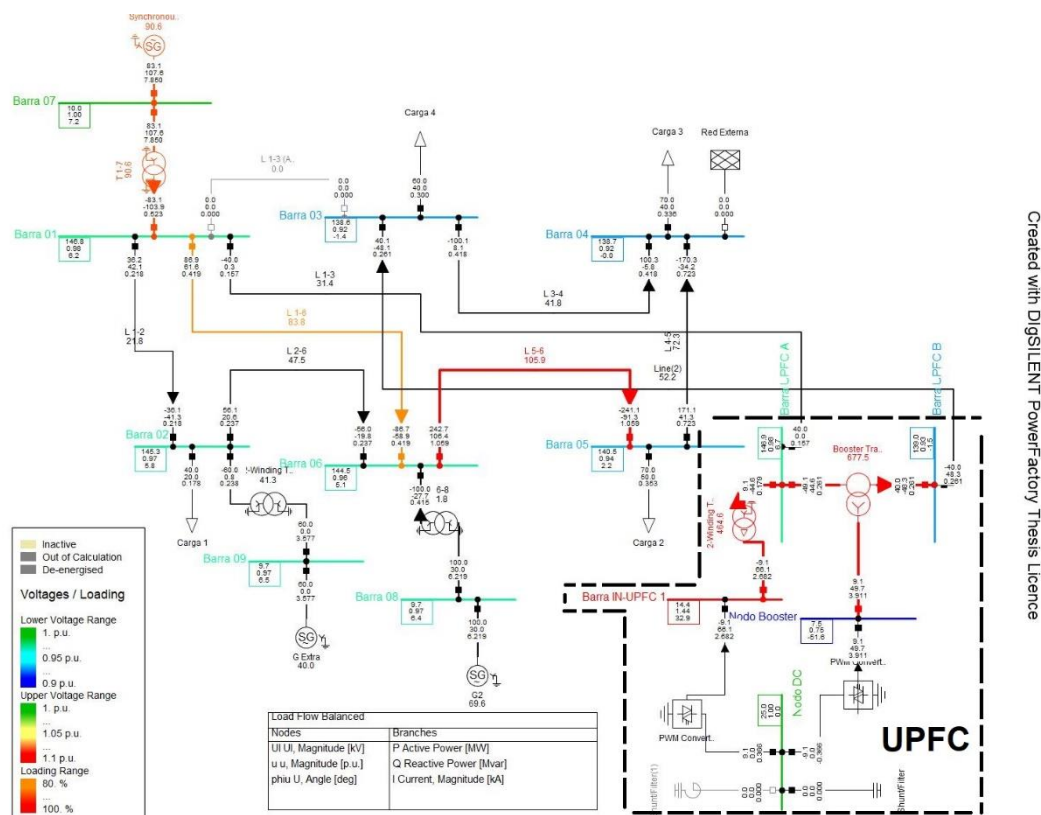


Figura 36. Ilustración de Sistema con Implantación de UPFC controlando potencia activa en línea

En la Figura 36 se puede apreciar la implantación de un UPFC entre las barras 1 y 3, en donde se determina el querer limitar la potencia transferida en esta línea, con el objetivo de controlar que a través de este tramo únicamente lleguen 40 MW a la barra 3, es decir estamos limitando el flujo que normalmente tuviese en un 42.3%, obteniendo un resultado no tan satisfactorio debido a la sobrecarga de otras líneas dentro del sistema IEEE 8 barras (es preciso indicar que debido a que el UPFC no sea un elemento que está contemplado dentro de las librerías del software, se tuvieron que hacer ciertas adaptaciones, para de esta manera conectar dos SVC en una configuración de UPFC, produciendo que el programa indique en algunas ocasiones sobrecarga del elemento, más esto sucede debido a que estos elementos principalmente el transformador potenciador y el transformador derivador se modelaron de acuerdo a la

proporcionalidad de MVA que debiesen de manejar dadas las compensaciones requeridas para poder controlar el flujo de potencia; por lo que no es relevante que en las simulaciones aparezca o indique una sobrecarga en los mismos.

Claramente este elemento incrementa las posibilidades de control dentro de la red, mas es preciso tener en cuenta el comportamiento del resto de la red al implantarlo, ya que si bien es cierto que el sistema con una implantación de FACTS/UPFC es mucho más eficiente, también es cierto que el resto de la red que no contenga esta tecnología, principalmente si la potencia instalada no se encuentra lo suficientemente cerca de los puntos de carga, esta obedecerá como es costumbre a fijar sus valores de acuerdo a las necesidades del sistema, por lo que pudiese suceder lo que se observa en las líneas L_{5-6} y L_{1-6} ; nótese que este sistema sin el UPFC es el mismo sistema presentado en la Figura 34, en donde se puede apreciar comparando dichos escenarios que bajo la implantación del UPFC es posible operar el sistema, mientras que en el caso de la Figura 34 no, puesto que el generador G1, se sobrecarga arriba de su capacidad nominal.

Tabla 15. Resultados de los perfiles de tensión en el Flujo de Carga con implantación del UPFC

Load Flow Calculation				Complete System Report: Voltage Profiles			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Automatic tap adjustment of transformers	No			Max. Acceptable Load Flow Error			
Consider reactive power limits	No			Bus Equations (HV)		1.00 kVA	
				Model Equations		0.10 %	
Grid: Red de Ejemplo 8 Bar System Stage: Red de Ejemplo				Study Case: Study Case		Annex: / 1	
	rtd.V		Bus - voltage		Voltage - Deviation [%]		
	[kV]	[p.u.]	[kV]	[deg]	-10	-5	0 +5 +10
Barra 01	150.00	0.979	146.79	6.24			█
Barra 02	150.00	0.968	145.27	5.80			█
Barra 03	150.00	0.924	138.63	-1.35	█		
Barra 04	150.00	0.925	138.69	-0.00	█		
Barra 05	150.00	0.937	140.52	2.20			█
Barra 06	150.00	0.963	144.49	5.14			█
Barra 07	10.00	1.000	10.00	7.22			
Barra 08	10.00	0.969	9.69	6.36			█

A partir de la Tabla 15 podemos apreciar el hecho que anteriormente se menciona, esto deja claro que el UPFC es una solución la cual a la hora de ser implementada es requerido que la red pueda contar con otros métodos de compensación, ya que para poder hacer de verdad eficiente el sistema, es decir, poder transmitir en su totalidad potencia activa a través de las líneas, normalmente se utilizan métodos convencionales para adecuar la tensión en los nodos los cuales necesitan aportación reactiva para mejorar el perfil de tensión.

La siguiente sección, se basa en tecnologías al igual que el UPFC, basadas en el control en un tramo de la potencia transferida, por lo que se podría comparar directamente con lo que representa el funcionamiento del UPFC para un SEP.

3.6 ANÁLISIS DE ENLACES HVDC CON SOFTWARE

La presente sección, se enfoca en la implementación de tecnología que hace posible el transportar energía en corriente continua (DC por sus siglas en inglés) en nuestro sistema de transmisión, esto tal como en 2.5 se describe, estos sistemas son factibles económicamente a partir de cierta distancia en el enlace; por lo que en este punto se desarrollará según el modelo de 8 Barras que hemos venido desarrollando en todas las secciones anteriores, más luego se

implementará en el modelo de la red Española, donde si existen las distancias necesarias para poder considerarse factible la transmisión en DC.

Es importante entender que dentro de un sistema donde se consideren enlaces HVDC existen varios factores a considerar, puesto que tal tecnología a pesar de que no es tan nueva en su concepto, hasta hace pocos años es que se ha venido masificando la penetrabilidad de la misma en los SEPs alrededor del mundo, por lo que las decisiones de implementar y abordar esta tecnología muchas veces radica en aspectos económicos y en casos específicos puede brindar una alternativa más favorable que incluso los sistemas de AC convencionales y modernos, ya que esta tecnología no depende de factores frecuenciales y el manejo de las variables eléctricas como lo es la potencia activa se vuelve mucho más fácil de controlar comparado con los sistemas en AC que el controlar este tipo de cantidades eléctricas en el sistema se vuelve una tarea bastante compleja, a pesar de que en los últimos tiempos debido a tecnologías como la UPFC en los FACTS, hallan venido a facilitar la manejabilidad de los flujos de potencia en la red.

El modelo del enlace implementado en este trabajo consiste en un LCC (Line-Commutated Converter por sus siglas en inglés) el cual está basado en un sistema de convertidores de electrónica de potencia en sus extremos, de esta manera se tendrían dos estaciones de conversión una para el rectificador y otra para el inversor, esto como ya se ha explicado para poder hacer posible la conversión de AC-DC y DC-AC respectivamente.

Un aspecto muy importante a considerar, es la selección del nivel de tensión máxima a la que debiese de operar nuestro enlace, ya que este está sujeto a diferentes criterios de operatividad de los elementos electrónicos, por lo que en [47] nos dicta que este voltaje obedece a la ecuación (21), la cual nos garantiza una consideración de la tensión en el enlace HVDC óptimo, en relación a la tensión AC que maneje el sistema.

$$U_{DC_{i1}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 3}{\pi} |U_{AC_{i1}}| \quad (21)$$

En este trabajo no se discutirá a fondo las implicaciones de esta ecuación, pues no es la finalidad, más es necesario entender que a partir de ella es como se obtienen los niveles de tensión para lo que los dispositivos de electrónica de potencia en los enlaces han sido configurados.

Teniendo como referencia el caso presentado en la Figura 28, nos centraremos en la línea L_{1-3} la cual se encuentra a un 94.8% de su capacidad nominal, por lo que implementaremos un enlace HVDC paralelo a esta línea para poder de esta manera descargar la carga de la misma, a través del control a disposición que tienen los sistemas HVDC tal como se ve en la Figura 37.

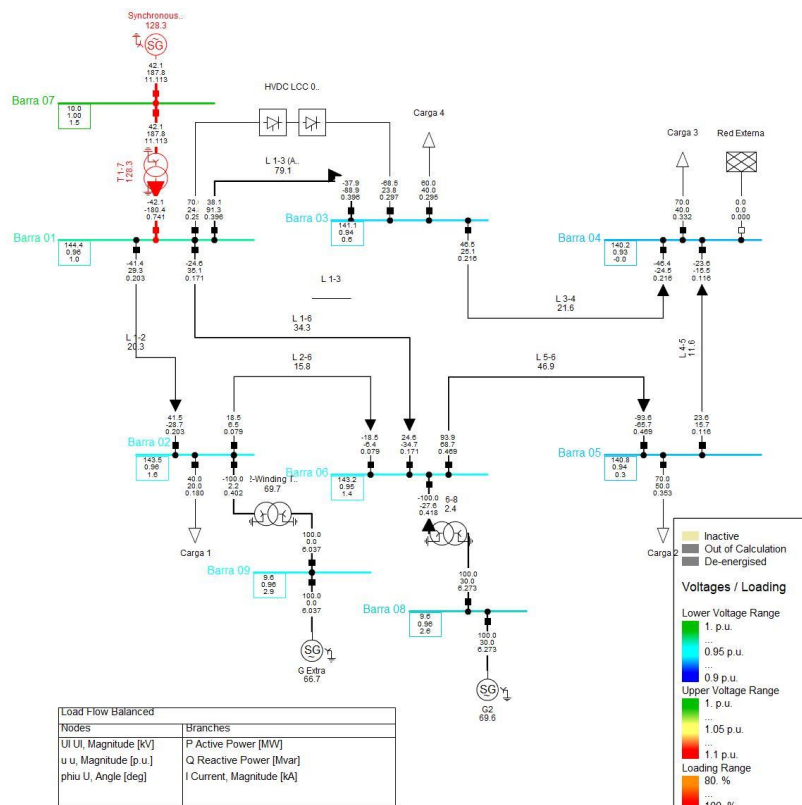


Figura 37. Ilustración de Sistema con Implantación de Enlace HVDC demostrando el control de Potencia Activa en el enlace.

En la Figura 37 se puede comprobar que el control de potencia activa en un enlace DC es más sencillo que a través de los sistemas en AC, más es importante recalcar que tales métodos de control de flujos, ciertamente necesitan el apoyo o combinación de otros elementos para poder compensar los perfiles de tensión en los sistemas los cuales se encuentran limitados; el presente caso expuesto en la Figura 37, hace alusión al sistema que ya hemos venido indagando en las secciones anteriores, donde podemos ver que el generador G1 nuevamente lo hemos llevado a límites fuera de sus capacidades con la intención de poder determinar el funcionamiento del control de carga del enlace HVDC, más es sumamente importante notar que bajo un criterio de operatividad normal, este escenario no es posible, o por lo menos no lo es bajo las circunstancias y recursos presentes en el diagrama expuesto.

3.7 CONCLUSIÓN

El presente capítulo presenta la estructuración de la metodología por la cual se registró estrictamente el desarrollo del presente estudio; dicho esto, el capítulo demuestra no solamente el planteamiento bajo el cual cada una de las posteriores secciones y capítulos del presente trabajo seguirán, sino también ejemplifica cada uno de los pasos bajo los cuales se hace crítico el entender los mecanismos y procedimientos de análisis sobre la presentación y planteamiento previo del sistema de 8 barras IEEE.

Es por lo anterior que se concluye que inicialmente para analizar un SEP es de suma importancia el plasmar el método de solución para la caracterización de las variables de interés según convenga y acorde a las necesidades que se tengan, además de consideración de la envergadura y tamaño del sistema a considerar; pues el presente capítulo establece distintas opciones bajo

las cuales el desarrollo de flujos de potencia, puede ser llevado a cabo, decantándose por la fácil convergencia en sistemas grandes del sistema por Newton Raphson.

Es importante notar el hecho de la importancia de entender criterios de estabilidad como los que se plasmaron en el capítulo, así también como los fundamentos esenciales bajo los que el criterio de áreas iguales, orienta el análisis del estado transitorio; por lo que se concluye que dicho análisis es conveniente no para ser aplicado a los sistemas considerados en los planteamientos de simulación de este trabajo, sino para analizar el comportamiento de las variables representadas en cuanto a su comportamiento en el tiempo de sistemas conformados por múltiples unidades generadoras. De esta manera el criterio de análisis de simulaciones basadas en el comportamiento a través del tiempo de los sistemas, se vuelve más riguroso y acertado.

Se establece que el proceso de optimización de un SEP a través de la implantación de múltiples opciones tecnológicas, es un proceso el cual considera múltiples variables y N configuraciones para las mismas, por lo que cada implementación tecnológica en un sistema debe de ser estudiada de manera rigurosa no solamente en estado estable, sino también bajo un análisis de dominio del tiempo, especialmente para poder determinar las características dinámicas con las que el sistema es dotado a través de la tecnología implantada y considerada.

Se concluye que previo a analizar y considerar la implantación tecnológica es requerido que se consideren pasos previos de optimización de equipos ya existentes en la red, esto con la intención de poder considerar un sistema optimizado en cuanto a su operatividad, para de esta manera sustentar la necesidad de implantación de equipos extra, acorde a necesidades reales del sistema.

Se concluye que las tecnologías de compensación basadas en electrónica de potencia afectan globalmente a los puntos cercanos a los de conexión de las mismas, pues tienen una incidencia directa en la caracterización de impedancia de línea y alteración de flujos de potencia para lograr establecer los valores requeridos en sus dos extremos, más representan una opción más directa al control de las variables del sistema.

CAPÍTULO 4. MODELACIÓN DE RED ESPAÑOLA

4.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo muestra la conformación de las distintas facetas de la modelación del SEP español, a través de la ilustración directa del modelo construido el cual se considera y discute en la conformación del presente trabajo, para la implantación directa de la metodología expuesta en el capítulo anterior. Esto a su vez plantea demostrar el hecho que tales métodos son válidos no solamente para sistemas con un número de nodos escaso o limitado como ya fue desarrollado anteriormente, sino que valida los métodos para un número de "N" nodos en un sistema considerablemente grande, esto suscita la necesidad de avalar el análisis con herramientas computacionales que puedan procesar de manera clara los diversos resultados de flujos de potencia y análisis dinámico del sistema que se presenta a partir de este capítulo en adelante para su estricto escrutinio de su composición y funcionamiento.

Se presentan también las diversas áreas energéticas operativas con las que cuenta el sistema, para poder estratificar los puntos de mayor interés según zonas, para su posterior análisis para la implantación de las mejores tecnologías que se puedan amoldar a la operatividad del sistema.

Finalmente, el capítulo concluye con la formulación de un escenario hipotético operativo que dictamina la secuencia de opciones a implementar en el capítulo 5, para poder concluir con la finalidad del trabajo, el cual es hacer más robusto, flexible y seguro el modelo que se presenta, aportando de esta manera un claro desarrollo de implantación tecnológica en beneficio al sistema.

4.2 ESTRUCTURACIÓN DE MODELO

Esta sección tal como se mencionó en la parte introductoria del presente capítulo, expone de manera concreta la estructuración sistemática del modelo para la posterior implantación tecnológica; cabe resaltar que la estructuración del modelo de manera adecuada y acorde a la topografía real de la red de España, es sumamente difícil de replicar, por lo que los distintos apartados siguientes, darán forma y sentido de acuerdo a la manera en que fue edificado y pensado el modelo del SEP Español, pues al no existir una versión de libre acceso para investigaciones sobre aspectos técnicos de la misma, el estructurar tal sistema a base de una recopilación de datos, se hizo primordial, para que este trabajo cobrase forma y sentido.

Es por lo mencionado anteriormente que a partir de documentación específica como [76]–[81], se realiza un extenuante extracción de información, para estructurar los distintos elementos de la red, en donde para hacer posible la modelación de tal sistema, parte de la individualidad de los elementos que la conforman y de sus propiedades, es por ello que esta sección describe la constitución por elementos del modelo; es pues necesario resaltar que dadas las limitadas fuentes a disposición, no se puede dar por aludida la perfección tanto estructural como

topográfica de la red, ni tampoco la aseveración total de la equivalencia del modelo a la red real, pues las fuentes no son de publicaciones actualizadas y la red pudiese haber estado expuesta a cambios notables; dicho lo anterior, es pues importante resaltar que el objetivo de este trabajo dista mucho de recrear un escenario idéntico al real, pues con las distintas estructuraciones extraídas de la documentación, podemos aseverar por lo menos la composición topográfica de la red a un nivel bastante aceptable para los fines que el presente estudio se plantea.

La Figura 38 muestra el diagrama de proceso, bajo el cual la estructuración del modelo tomó forma, para poder concluir tanto con los criterios expresados en el mismo, así también como la importancia de expresar las variables deseadas en términos del comportamiento de la red, afectada tanto por la naturaleza de sus elementos, así como también teniendo en consideración la facilidad de expansión y manejo versátil de la red para la adecuación de implantaciones tecnológicas que se exponen en el capítulo 5. Tales características hacen de este estudio, una aportación bastante notable e importante, pues la metodología estructural del modelo, es basada en divulgaciones públicas del sistema real, y las consideraciones de la identificación de parámetros en los elementos ha sido obtenida en base a datos extraídos de [82]–[85], de donde se obtienen los parámetros para los transformadores, generadores y líneas de transmisión.

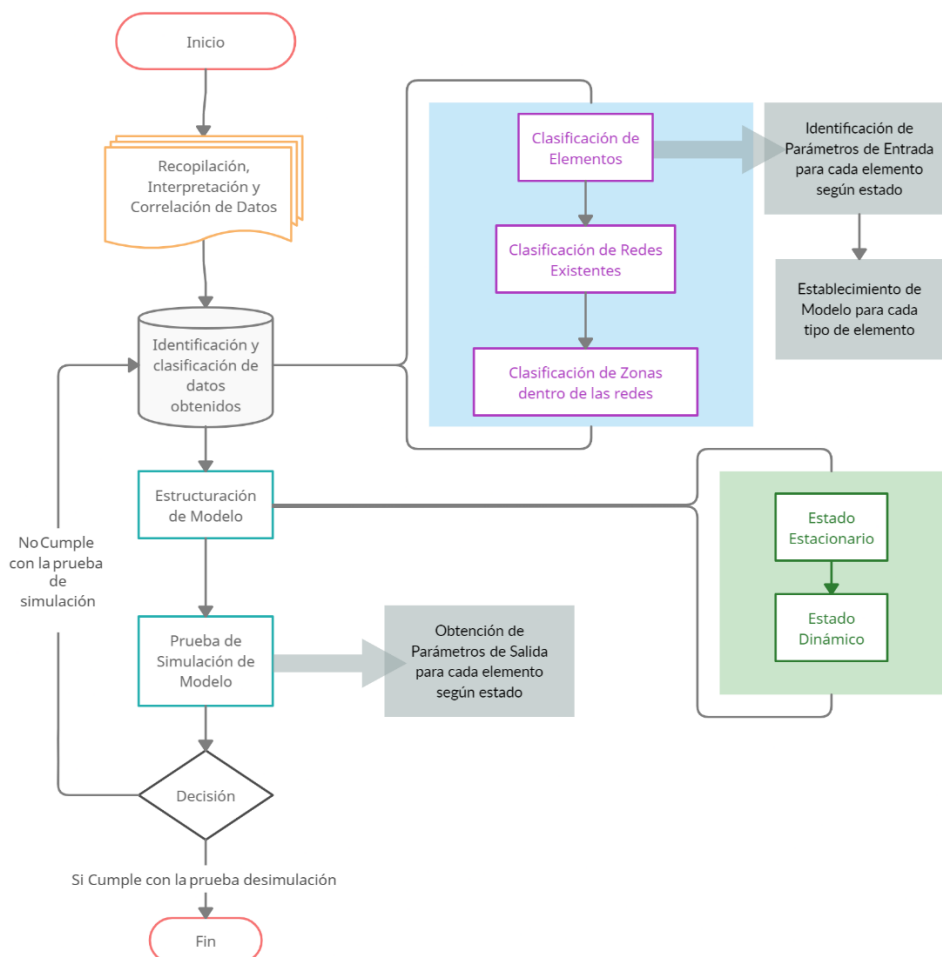


Figura 38. Diagrama de Flujo, estructuración sistemática de modelado de red

Es importante notar que fuera de la recopilación de datos, los bloques tanto de clasificación como de estructuración del modelo, engloban una serie de aspectos cruciales para el sistema,

pues son en estos donde se clasifican y definen las distintas variables y por tanto sus características individuales, para poder seguidamente en el bloque de simulación, corroborar que no exista ninguna anomalía en la composición ni estructuración de la modelación del sistema.

4.2.1 Clasificación de Datos

La clasificación e identificación de datos obtenidos, es un punto crucial en la estructuración lógica que formula el modelo, pues es a través de este que el modelo puede obedecer a un orden lógico en cuanto a sus elementos y forma topológica, por lo que la misma clasificación de datos se subdivide en:

- Clasificación de Elementos
- Clasificación de Redes
- Clasificación de Zonas

En donde cada segmento de clasificación ordena y atribuye características y propiedades a los elementos que conforman el modelo.

4.2.1.1 Clasificación de Elementos

La clasificación, hace posible el poder analizar individualmente cada uno de los componentes que conforman la red, pues en esta etapa, se hace crucial el identificar y caracterizar cada uno de los elementos conformantes de la misma, es por ello que se precisa exponer tales elementos de forma general según su naturaleza o tipo, definiendo tales elementos como:

- Nodos/Barras
- Líneas de Transmisión
- Transformadores
- Generadores
- Cargas
- Elementos de Compensación reactiva

4.2.1.1.1 Nodos/Barras

Es entendible que el número de nodos en un SEP, dicta en muchos casos la complejidad con la que el sistema debe lidiar en su operatividad, puesto que estos, como ya anteriormente se ha descrito en este trabajo, pueden ser de diversos tipos, como ser nodos de tensión controlada, nodos de carga y nodos de referencia según zonas energéticas; pero la intención de este capítulo no es el adentrarnos en tal materia, la cual ya se ha mencionado y desarrollado de una manera más adecuada en capítulos anteriores, sino la constitución física de tales nodos dado el desarrollo del modelo.

Es pues, necesario entender que un modelo el cual representa un SEP en donde se tiene en cuenta un sistema de barras, puede estar detallado de una manera tal, que pueda representar cubículos de la barra, representaciones de doble o triple barra, representaciones trifásicas, protecciones mediante relés y otros aspectos los cuales no son objetivo de este trabajo; por lo que entenderemos por modelación de Barras en nuestro sistema, una modelación de barra simple (una barra) la cual normalmente representa una subestación en el SEP real.

Por tanto, al desarrollar la identificación de parámetros de las barras, únicamente nos limitamos a plasmar como datos de entrada:

- Tensión Nominal
- Tensión máxima aceptable
- Tensión mínima aceptable
- Tecnología de fases (trifásica)
- Tipo de Corriente (AC ó DC)

4.2.1.1.2 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión son aquellos elementos que unen los nodos del sistema, por ende deben de estar correctamente configurados para poder transmitir la energía de acuerdo a la tensión del sistema en el que esté conectado, y de acuerdo a la cantidad de energía que se requiere que transporte de un nodo a otro sin tener que poner en riesgo la operatividad debido a sobrecargas; es por lo anterior que el modelado de las líneas con sus respectivas características de Impedancia deben de ser correctamente estipuladas dentro del modelo, de esta manera las líneas existentes en el sistema modelado se asemejan en comportamiento a las líneas reales.

Es pues importante denotar las variables de entrada para la conformación de las líneas de transmisión, pues al ser un elemento tan importante dentro de un SEP es crucial poder tener un acercamiento diligente hacia las mejores consideraciones a la hora de su modelación, para ello es importante resaltar estas variables las cuales caracterizan este elemento, siendo ellas:

- Tensión Nominal
- Corriente Nominal
- Material Conductor (normalmente se caracterizó de aluminio)
- Distancia en km
- Resistencia normalizada a 20°C dada en Ω/km
- Reactancia de la línea dada en Ω/km
- Suceptancia B' dada en $\mu\text{S}/\text{km}$

Estableciendo un modelo Pi para la modelación de las líneas, la conductancia G' dada en $\mu\text{S}/\text{km}$ es despreciada, pues dado [13], [84] es una característica de la cual se puede prescindir en un análisis de SEP donde no se busque específicamente el comportamiento de los materiales ni conformación geométrica en la disposición por fases de las líneas de transmisión. Así pues, los datos característicos asociados con las líneas son extraídos de [77], [80], [81], [84], [85].

Al ser un enlace, también tendrá adjunto, la relación de sus extremos, es decir la correlación de sus puntos i-j para un par de nodos i-j.

Habiendo quedado claro en lo que consiste el modelado de los conductores existentes en el sistema, podemos remarcar que el modelo cuenta con 2718 líneas representadas en el diagrama unifilar, donde cada una de ellas ha sido extraída de [77]–[81], [85] para poder tener una correlación de enlaces basados en representaciones del sistema real en base a tales divulgaciones.

4.2.1.1.3 Transformadores

Bien es sabido a este punto, que los transformadores son los elementos encargados dentro de la red de poder convertir las distintas tensiones existentes en el sistema, para poder ser transportada de acuerdo a la aplicación que se requiera.

Para la descripción característica de este elemento dentro del modelo, se establecen como datos de entrada los siguientes:

- Tecnología según fases (Trifásico/bifásico/monofásico)
- Potencia Nominal
- Tensión en lado Primario
- Tensión en lado Secundario
- Nodo de lado Primario
- Nodo de lado Secundario
- Grupo Vectorial
- Factor de cambio de fase
- Frecuencia Nominal (todos los elementos son establecidos para operar a 50Hz)
- Cambiador de Taps y lado de ubicación
- Porcentaje de tensión controlable por cada tap
- Pasos de taps, tanto máx como mínimo
- Reactancia del transformador

El elemento característico de la reactancia de los transformadores del modelo, se basan en [80], [83], [85] de donde son obtenidos los datos de los mismos, y en donde [80], [83] desprecian la resistencia en este elemento, pues consideran que es menor al 0.6%. Al igual que las líneas de transmisión este componente tiene implícita la correlación con un par de nodos i-j.

Entendiendo que este elemento, el transformador, hace la tarea para que pueda existir la transición de un potencial a otro dentro de una red, es importante notar que el modelo cuenta con 1008 transformadores para realizar la tarea de manejar tensiones de 400kV, 220kV, 150kV, 132kV, 110kV, 66kV, 63kV y 55kV. Es por lo anterior, que el presente trabajo, dista de muchos otros, pues las consideraciones y detalles de el mismo, hacen que sea un sistema considerablemente complejo además de voluminoso, el cual intenta simular un sistema real y sus distintas áreas energéticas con las cuales interactúa tanto de forma interna como de forma externa a través de los enlaces entre nodos denominados líneas de transmisión.

4.2.1.1.4 Generadores

Debido a que, dentro de capítulos preliminares a este, hemos definido varios aspectos de los generadores, los cuales tienen como tarea alimentar las cargas a través del transporte que realiza la red, es importante denotar que el modelo cuenta con 966 Generadores distribuidos a lo largo de todo el modelo, en donde han sido recopilados a partir de [76]–[81], [85] donde a partir de su identificación, dentro del modelado se tomó en cuenta lo siguiente:

- Potencia Aparente
- Voltaje Nominal
- Factor de Potencia
- Tipo de Conexión

- Número de Fases
- Tipo de Fuente de Generación (Unidad Térmica/Renovable variable/conectada a un modelo de almacenamiento energético)
- Control Local (si desea controlar la tensión, la potencia reactiva, potencia activa, factor de potencia)
- Si es una unidad de referencia

Así pues, también se definen características de despacho energético por cada una de las unidades, tales características se resumen en:

- Potencia Activa despachada
- Potencia Reactiva despachada
- Factor de Potencia
- Voltaje en terminales del Generador

4.2.1.1.5 Cargas

Las cargas dentro del sistema, son los elementos que dan sentido al propósito de un SEP, debido a que la finalidad operativa de este, es en todo momento suplir las necesidades de demanda energética de las cargas, esto por consecuencia hace que un sistema pueda o requiera ciertas implementaciones para poder brindar un servicio adecuado en los puntos donde se destina la energía que se suplirá a la carga; entendiendo así, que las cargas pueden ser variables, no variables, puramente resistivas, puramente reactivas o mixtas (para el caso de mixtas es el escenario en que la carga posee una parte de demanda de potencia activa y otra parte de potencia reactiva).

Tal como se explica preliminarmente, la caracterización de las cargas es variable y dependiente de la demanda que se gestiona a través del tiempo, es por ello que la identificación de parámetros para las mismas se han hecho de acuerdo a información obtenida de [76]–[79] en donde se exponen datos los puntos de ubicación una correlación directa con la información de [80], [81], [85] de donde se utilizan datos de potencia activa y reactiva, así como tensión en dicha carga la cual está íntimamente relacionada con la tensión que se tiene en el mismo nodo de donde se distribuye o alimenta tal elemento demandante; tales datos toman en cuenta los máximos históricos para cada punto según [80], [81] y de donde podemos obtener una certeza de aproximación con los datos reales, más es importante denotar que estas cargas normalmente tenderán a aumentar por razones las cuales se exponen en el capítulo 1 y 2 de esta investigación.

El modelo el cual se plantea, cuenta con 2533 cargas distribuidas a lo largo del sistema en general, de donde seguidamente veremos la distribución física que adopta el SEP a través de la Tabla 16.

4.2.1.1.6 Elementos de compensación reactiva

Dentro de la recopilación de datos en la cual se extrajeron múltiples datos los cuales dan forma a la red, existen elementos los cuales son catalogados dentro de este mismo como elementos de compensación; tales elementos son definidos en el capítulo anterior donde se muestra con más propiedad la implantación de los mismo elementos, más es importante denotar que dentro

del modelo son componentes los cuales pueden ser tanto para compensación capacitiva como inductiva, de allí el hecho que su identificación de parámetros sean basados en:

- Capacitancia o Inductancia
- Elemento trifásico o monofásico
- Tensión Nominal
- Selección de taps
- Tipo AC o DC

Los elementos de compensación reactiva suman un total de 184 dispositivos, en donde únicamente se consideran elementos en derivación, pues dentro de los datos recopilados no se encontró información alguna de ninguna compensación en serie ni tampoco se encontraron dispositivos FACTS o tecnología HVDC dentro de territorio continental (queda excluido de lo anteriormente mencionado, territorio de geografía separada de la masa continental, es decir islas las cuales puedan pertenecer al territorio nacional, pues no figura dentro de lo comprendido por el modelo realizado debido a la falta de información para poder recrear estas zonas).

Dicho lo anterior, y en base a las fuentes consultadas, es notable que el presente trabajo traza una línea hacia una propuesta la cual en pocas reseñas se ha tratado de la manera en la que se hace a través de esta investigación, por lo que los resultados que se obtienen a través de todo el proceso, pueden significativamente representar un cambio tanto en la forma en que se abordan los temas de problemática energética así como también la forma de dar solución al manejo, comercialización y ampliación de generación con fuentes renovables en el SEP nacional.

4.2.1.2 Clasificación de Redes y Zonas

Esta sección al igual que la anterior 4.2.1.1 Clasificación de Elementos es una continuación de la sección de Clasificación de datos ilustrada en una de las etapas de la Figura 38, en donde se ha dispuesto tanto la clasificación de redes como de zonas, en una misma, por conveniencia a elaborar una síntesis de ambas para dar forma y sentido a la estructuración individual que se establece anteriormente.

Tabla 16. Conformación de Redes y zonas del Modelo del SEP

REDES CONFORMANTES DEL MODELO									
	Noroeste	Norte	Este	Centro	Levante	Sur	Portugal	Francia	ONE
ZONAS CONFORMANTES DEL MODELO	Galicia Norte	Navarro	Aragón	Extremadura	Valencia	Andorra	EDP	EDF	ONE
	Galicia Sur	Rioja	Cataluña	Madrid	Murcia	ManoCC			
	Asturias		León	León	Manori	Andori			
	Cantabria			Manori					
				Valencia					

Las redes las Entenderemos como aquellos grupos de elementos los cuales pertenecen a una región que comparten área geográfica definida, y se comprenderá por zonas, como aquellas contenidas dentro de las redes que señalizan su pertenencia a una localidad específica dentro de la zona geográfica anteriormente definida o red.

Lo anteriormente mencionado, se dispone de tal manera, en donde las representaciones de tales elementos presentados en la sección que antecede a la presente están repartidas en 9 redes principales que constituyen el modelo, esto con la finalidad de poder estratificar y controlar de una mejor forma el análisis y desarrollo del sistema creado. Tales redes se interconectan entre sí, mediante elementos de líneas las cuales a su vez unen las distintas zonas energéticas que constituyen las 9 redes (véase Tabla 16).

A partir de la información plasmada en la Tabla 16 la cual representa una síntesis de la Figura 39 (la cual es el modelo), se constituye una topología mallada de red la cual en su totalidad la conforman 2540 nodos, que son representados por una barra, representando de esta manera en el sistema, transiciones existentes de una tensión a otra, teniendo representado secciones dentro de la red con tensiones de 400kV, 220kV, 150kV, 132kV, 110kV, 66kV, 63kV y 55kV, esto se ha realizado de tal manera para poder determinar el comportamiento en todo el sistema posible de abarcar dentro de este modelo, pues pudiesen existir soluciones en redes de las tensiones más altas del sistema, que pudiesen representar problemas en las áreas con tensiones menores.

Finalmente obtenemos la composición física del modelo, la cual se presenta en la Figura 39, en la cual se han resaltado la conformación de las 9 redes las cuales componen en su totalidad el modelo; note que si bien no obedece en cuanto a certeza de geografía si la anteponeamos a un mapa de la red, las similitudes con el sistema real son extremadamente parecidas, de cualquier forma, es posible hacer que este modelo presente una notoria similitud con el sistema real, obteniendo las coordenadas geográficas específicas de cada uno de los elementos e introduciéndolas como otra variable de entrada al modelo, para de esta manera poder recrear con exactitud la apariencia del mismo, más con este acercamiento basta, para las finalidades del presente estudio, pues obedece a las condiciones reales especificadas en los extractos documentarios anteriormente expuestos.

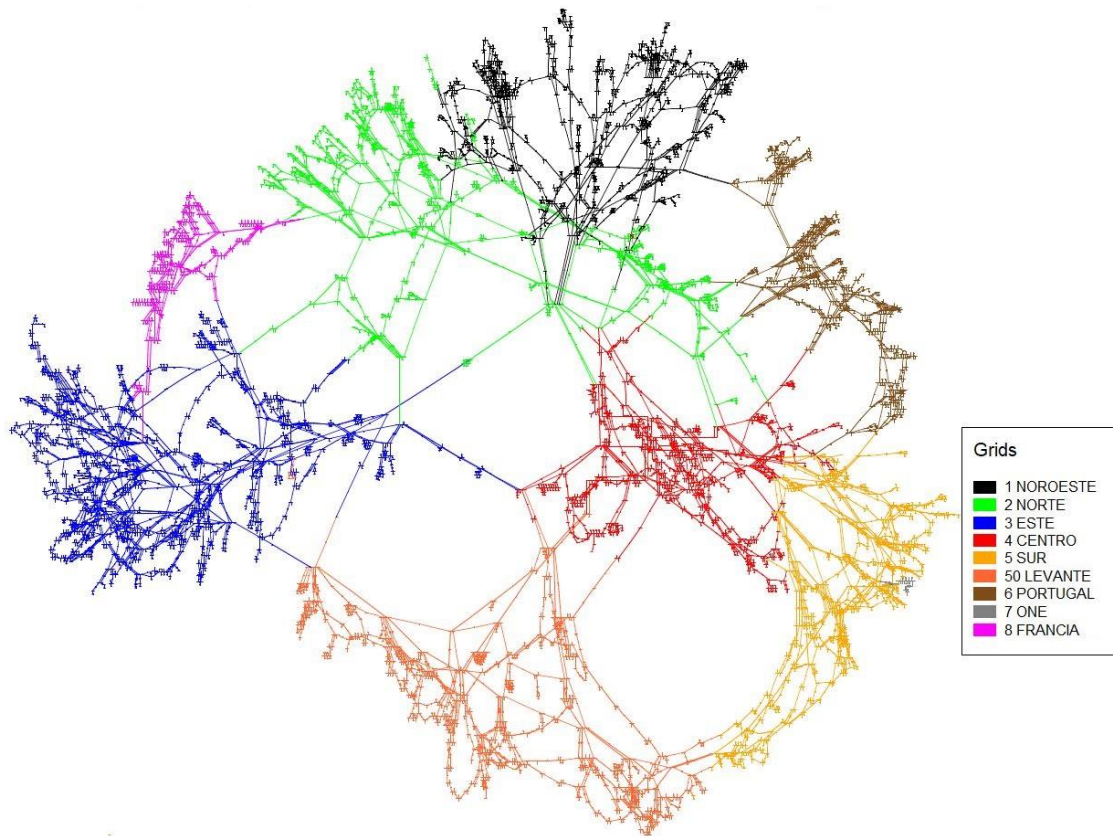


Figura 39. Representación de Modelo Completo con la representación de cada una de sus redes que la conforman

4.2.1.3 Estructuración de Modelo

Dentro de esta sección, se debe dejar claro que la estructuración de modelo, corresponde en parte a lo que se ve representado anteriormente a través de la Figura 39, pues es la representación individual de cada elemento que conforma la red, en una disposición de conexión entre sí, para conformar un sistema mucho más complejo denominado SEP; por otro lado dentro de la estructuración, es preciso indicar que se atribuyen las especificaciones de identificar parámetros de los estados del sistema, los cuales son en estado estacionario y estado transitorio.

La identificación de parámetros para el estado estacionario, son todas aquellas establecidas en la sección anterior para cada uno de los elementos, mientras que para el estado transitorio es preciso indicar que se debe de tomar en cuenta otros parámetros que puedan hacer posible la interpretación del comportamiento del sistema en el transcurso de un tiempo definido y expuesto ante variaciones en el mismo; estas características afectan directamente al elemento de generación, es decir los generadores del sistema, los cuales son los que dictaminan el comportamiento del sistema y la reacción del mismo, ya que son los elementos activos (alimentan) del SEP.

En el Apéndice A, podemos ver de una forma más clara, como el comportamiento del elemento generador bajo el modelo clásico el cual es utilizado para caracterizarlo; pues en el modelo de la red que se desarrolla en este capítulo, se fundamenta en un proceso análogo; la caracterización dinámica de las unidades generadoras, recurre al modelo clásico más sencillo el cual consta de una tensión precedido por una impedancia, además de requerir la constante de inercia H , la cual se plantea en la ecuación (6), ya expuestos los parámetros de entrada el modelo

es dispuesto a crearse de una manera íntegra para posteriormente ser puesto a prueba a través de los procesos de simulación.

4.2.1.4 Simulación de Modelo

Los pasos de simulación, son los pasos que constatan la valides de todo el planteamiento de condiciones iniciales, las cuales se han discutido anteriormente, pues de existir un mal establecimiento de las mismas variables de entrada, la simulación nos permitiría observar fallos existentes en la misma; por otro lado, lo destacable de esta sección es definir aquellas variables de estado las cuales recibimos como salidas, al procesar todo el modelo a partir de las entradas definidas.

Es pues necesario saber que a partir de lo mencionado anteriormente obtenemos dos tipos de variables de salida, según el análisis que estemos llevando a cabo; estos son los resultados tanto para el análisis en estado estacionario, el cual obedece a los resultados obtenidos a través del flujo de potencia del modelo y segundo, obtenemos variables en el dominio del tiempo, las cuales son analizadas para comprender el estado transitorio del sistema, debido a ello se plantean como características de entrada no propias del sistema, las eventualidades de fallas en el sistema, necesarias para poder confirmar la estabilidad del modelo ante un estado de transitoriedad frente a eventos inesperados.

Es por ello que a partir del primer tipo de variables de salida podemos obtener:

- Tensión y ángulo en todos los nodos
- Potencia Activa y Reactiva Generada, Transmitida y Consumida
- Estados de Sobre-tensión y Sub-tensión por elemento
- Pérdidas en el sistema
- Balance de Generación y Pérdidas por cada una de las Redes conformantes
- Desvío porcentual de valor operativo de tensión en barras
- Dirección de flujo de potencia a través de las líneas de transmisión

Por otro lado, al desarrollar el análisis en el dominio del tiempo, obtenemos como resultado, variables de salida, las cuales se pueden no solamente representar con valores instantáneos o puntuales, sino que estos pueden ser analizados a través de gráficas las cuales denotan el comportamiento de las mismas a través del tiempo en el sistema, por lo que es una herramienta la cual se utiliza en el capítulo siguiente para determinar el comportamiento de la red, a partir no solamente de la integración tecnológica a la red, sino también la reacción del sistema ante eventualidades de falla; tales variables de salida, las cuales son del interés de este estudio son los comportamientos en cuanto a:

- Potencia Activa y Reactiva
- Tensión
- Voltaje de Excitación de las unidades generadoras
- Velocidad de rotor
- Ángulo de rotor
- Estado de sincronismo de unidad
- Elementos fuera de operación por aislamiento de falla
- Elementos bajo la implantación de falla

Tales variables, las cuales son denotadas como variables de salida, son de un interés bastante crítico para el desarrollo y análisis del presente estudio, pues en su mayor parte son estas las que dictaminan los veredictos conclusivos del mismo; entendiéndose pues, que a pesar de que el análisis en el tiempo ni tampoco en estado transitorio son novedades para el campo de estudio de los SEP, estos son herramientas cruciales para determinar la factibilidad del análisis de la implantación tecnológica dentro de la red de España, para poder hacerla más fiables, y operativamente más eficiente en cuanto a sus procesos de transmisión, he allí el punto donde este estudio intenta recrear un escenario propicio para el análisis de esta índole; además de proponer a través del desarrollo que se presenta, el hecho que los sistemas convencionales necesitan de incursiones en la implantación y desarrollo tecnológico para encarar las nuevas tendencias energéticas, especialmente la de las tecnologías emergentes de naturaleza renovable, para poder tener los escenarios propicios para desarrollarlas y sobre todo aprovecharlas.

4.3 DETECCIÓN DE PUNTOS SENSIBLES EN EL SEP

Es importante detectar puntos dentro del modelo, en donde bajo una operación normal (estado estacionario) presenta valores los cuales no son tan favorables operativamente hablando; en donde, si tales puntos son expuestos a transitorios o fallas en el sistema que puedan empeorar el estado de tales zonas que previamente presentaban vulnerabilidad, estas resulten en un efecto en cascada para el resto del sistema.

Es por lo anterior que se precisa de recurrir a herramientas que nos permitan ver de manera gráfica y a través de un método introspectivo aquellos puntos o zonas las cuales presentan estados los cuales deben de ser mejorados o por lo menos estudiados y puestos en observación de la implantación metodológica que este trabajo presenta. Siguiendo tal lógica, se hace necesario establecer el método mediante el cual se canalizará toda la información del modelo, para determinar estos puntos los cuales pudiesen ser considerados como elementos o componentes críticos para la estabilidad u óptimo funcionamiento del SEP.

Para llevar a cabo tal tarea, nos basamos en el método de creación de contingencias presentado en [86], [87], el cual es basado en ir seleccionando elementos (cualquier elemento incluido en el modelo) analizando a su vez el impacto que tiene sobre el sistema a través de la implantación de fallas en el elemento seleccionado, de manera que diremos que para tal momento en cuanto se selecciona y analiza el sistema a través de tal escenario, estaremos reproduciendo un escenario N-1, para tal finalidad tendremos que probar N-x elementos iterativamente, de esta manera se analizan los elementos que tienen una mayor incidencia en cuanto a sobrecargas bajo determinados escenarios y se clasifican de tal manera para determinar elementos críticos.

Para tal procesamiento anteriormente descrito, se basa en el motor de análisis de DIGsilent, estableciendo 11,000,395 contingencias en total para ser analizadas, esto considera fallas en elementos para poder analizar si existe una eventualidad en cascada de elementos fuera de línea o sobrecargados. Con tal análisis es posible establecer elementos críticos tales como los que se presentan en la Tabla 17, la cual denota según su criticidad los elementos más vulnerables del sistema, ante eventualidades o escenarios producidos por contingencias generadas voluntariamente, para poder determinar puntos críticos en el sistema.

Tabla 17. Análisis de Reporte de Contingencias: Peores casos de violación de tensión (Voltaje Min.)

Study Case:	Study Case
Result File:	Contingency Analysis AC
Min. voltage threshold	0.950
Min.Voltage Limit:	0.95

	Componente	Voltaje Min. [p.u.]	Escalón de Voltaje [p.u.]	Voltaje Base [p.u.]	Número de Contingencia	Nombre de Contingencia	Post Voltaje - Caso Base [0.530 p.u. - 1.032 p.u.]	
1	14105 SS REYES	0.53	-0.50	1.03	946	lne_12029_14105_1		
2	2871 VILLARIN	0.82	-0.05	0.87	1350	trf_22390_2960_1		
3	1708 LA LOMBA	0.86	-0.05	0.90	756	trf_61060_1905_2		
4	1699 FRIEIRA	0.88	-0.02	0.91	117	sym_1699_34		
5	2910 ALDEADAB	0.90	-0.05	0.95	3591	sym_16013_2l		
6	5363 PALOS	0.90	-0.10	1.00	3014	sym_5363_1l		
7	1702 LA BARCA	0.91	0.00	0.91	-1	Base Case		
8	1136 REINOSA	0.93	-0.01	0.93	366	lne_1136_1208_1		
9	1700 LA BARCA	0.93	-0.07	1.00	118	sym_1700_14		
10	1084 MATAPORQ	0.93	0.00	0.93	366	lne_1136_1208_1		
11	1776 PDEMOURO	0.93	-0.07	1.00	147	sym_1776_14		
12	1777 PDEMOURO	0.93	-0.07	1.00	148	sym_1777_14		
13	1726 ONDINAS	0.93	0.00	0.93	-1	Base Case		

En la Tabla 17, Vemos que la falla en la línea lne_12029_14105_1 produce el efecto más nocivo dentro de las contingencias analizadas ubicadas a lo largo de todo el modelo por el motor de procesamiento del programa computacional, tal es el caso, que afecta a elementos tales como la barra 14105 SS REYES la cual pertenece a la red Central, la cual llega a valores mínimos de tensión de 0.53 p.u. al producirse la contingencia de falla en la línea, produciendo una decaída de -0.50 p.u. en su tensión; por lo que el enfoque de ubicación de puntos críticos puede ser mitigado a través de este análisis N-x elementos contingentes.

La intención de detección de tales zonas que representan cierta vulnerabilidad en el modelo, es debido a que es en estas, donde el proceso de transmisión eléctrica pierde su eficiencia en gran medida, por lo que al mejorar las condiciones operativas bajo un estudio de implementación sistemático de opciones que en capítulos anteriores se plantean, se puede no solamente hacer del SEP un sistema más robusto y confiable, sino que también esto es directamente una reducción a las pérdidas en el sistema.

En modelos grandes tal y como es el caso nuestro, con tantos componentes es preciso avalar los resultados de los reportes de contingencias, a través de herramientas que distingan aquellas zonas donde puntualmente sus valores o cantidades eléctricas y bajo una operación normal están en valores críticos.

De tal manera que es preciso definir una graduación de valores normales según el color, para tener una mejor percepción de aquellas zonas las cuales podrían estar bajo mayor riesgo, por lo que nos guiaremos por los elementos sobrecargados y aquellos que tengan una sobre-tensión o

baja tensión, definiendo de una mejor manera esta aproximación, diremos que aquellos elementos que tengan una desviación del 5% en cuanto a la tensión y aquellos elementos los cuales estén a más de un 80% de sus capacidades nominales, diremos que presentan un estado el cual deberemos atender a través de la implementación de la metodología.

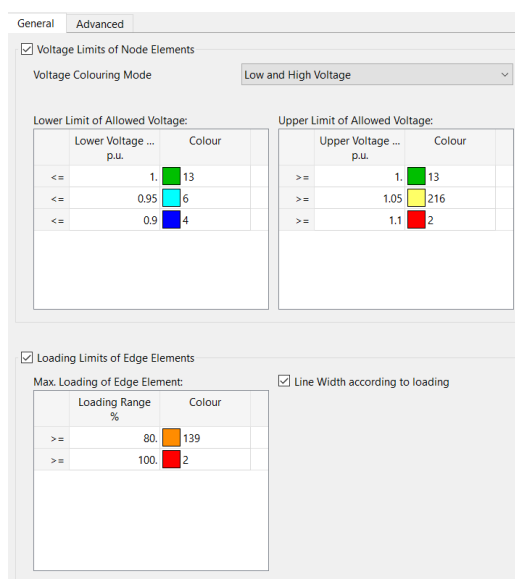


Figura 40. Ilustración de definición de señalización de estados de carga según graduación continua de colores

Tal graduación de colores nos dará una mejor percepción en el sistema de aquellas zonas vulnerables y avalará los resultados de los reportes de contingencias de una manera gráfica (denotando con la misma lógica con que funciona un termograma en técnicas aplicadas a la datación termográfica de cuerpos), para así poder realizar un acercamiento más específico hacia las zonas que requieren mayor atención.

4.4 ANÁLISIS HIPOTÉTICO DE ESCENARIO OPERATIVO DEL SEP

Ya en la sección anterior se dejó plasmada la necesidad de encontrar puntos o zonas las cuales tendrían que ubicarse a través de una especie de termogramas que avalen los resultados de los análisis de contingencias a través del método N-x elementos contingentes, para poder determinar las necesidades que tiene el sistema en cuanto a la implantación tecnológica que presenta el Capítulo 3 en donde se especifican diversas tecnologías tanto aquellas que son comúnmente implementadas en el medio como otras que son relativamente más nuevas y menos convencionales en cuanto a su implementación en los SEP a la hora de encarar determinadas situaciones con las que el sistema se ve enfrentado.

Es por lo anterior, que se hace necesario plasmar el hecho que para poder determinar en una mejor medida las cuales deben de implementarse, se hará necesario poner el sistema del modelo bajo un criterio de estrés para hacer que las medidas empleadas puedan hacer que a pesar de las condiciones a las que el modelo sea sometido, estas continúen trabajando para que el sistema pueda de manera óptima responder adecuadamente.

Tales criterios de estrés al sistema se basarán en lo siguiente:

- Prueba de Modelo bajo carga normal
- Prueba de Modelo bajo carga aumentada en un 30%

- Prueba de Modelo bajo fallas localizadas cerca de áreas sensibles

Es importante saber que para la implantación de tecnologías tales como los enlaces HVDC y UPFC será necesario describir el criterio de necesidad por la que se emplea dicha tecnología.

4.5 CONCLUSIÓN

La conformación gráfica del sistema físico conllevó una serie de conjunciones de diversa documentación pública, por lo que se considera que el modelo es bastante parecido en estructura a lo que supondría el sistema real, mas es necesario denotar que en algunas facetas de la modelación del sistema hizo falta más información para poder enlazar de una manera más realista cada uno de los nodos conformantes del sistema.

Dentro del presente capítulo se exponen las características físicas que el modelo posee; debido a la dimensión de tamaño que posee este, el modelo completo, es posible poder observarlo dentro del Anexo I, donde se representa el sistema de acuerdo a su nomenclatura de colores según niveles de tensión de sus componentes, además de poder apreciarlo con distinción de sus redes conformantes a través de la Figura 39.

Es importante denotar el hecho que en el capítulo siguiente se expondrá el desarrollo de la metodología expuesta en el Capítulo 3.1 , implantada en el modelo descrito en este capítulo.

El modelado de la Red completa, es estructurado de acuerdo a puntos de conexión comunes que existen entre cada una de las redes que conforman el modelo completo.

La detección de puntos sensibles del sistema modelado, es una tarea compleja, debido a que para ello se utilizan diversos acercamientos y criterios, de los cuales en el presente capítulo se postula la detección de puntos rojos (dado el mapa termográfico que se implementa para el sistema) así también como el análisis N-x que muestra un análisis consecuente a la implantación de contingencias a lo largo de todos los elementos del sistema; es por ello que tanto el desarrollo de flujos de potencia, así también como numerosas simulaciones de perturbaciones en diversos puntos de la red, son requeridos para poder detectar las frecuencias del modelo, para a partir de ello poder ser optimizado con la implantación metodológica, la cual se presenta en el siguiente capítulo.

El presente capítulo plasma las generalidades con las que el capítulo 5 abordará el análisis de la implantación tecnológica dentro del modelo descrito en este capítulo 4, la importancia de la construcción elemental del sistema es planteada y expuesta; concluyendo en que siguiendo las directrices de la metodología, deberá ser puesto a prueba, los criterios previamente expuestos para poder ser aplicados dentro de un sistema con una envergadura mucho mayor que los planteados anteriormente a esta sección del trabajo, especialmente los procesos de simulación que involucren el desarrollo de flujos de potencia, así también como análisis dinámico de los mismos.

CAPÍTULO 5. APLICACIÓN METODOLÓGICA DE **ESCENARIOS**

5.1 INTRODUCCIÓN

La conformación de los capítulos anteriores muestran y enmarcan los distintos criterios bajo los cuales se desarrolla el presente capítulo, en donde la intención del mismo es poder desarrollar de manera secuencial, la metodología planteada en el capítulo 3.1 , en donde para efectos de complementar la teoría y planteamientos expresados anteriormente a lo largo de este trabajo, se hace necesario el plasmar y demostrar la necesidad de implementar tales conceptos a los sistemas reales de hoy día; tal caso es el presente en donde se hace un acercamiento a la red española a través de la modelación que describe el capítulo 4, Figura 39 y el Anexo I.

De manera que, habiendo expresado lo anterior, este capítulo se basa en la parte de análisis a través de simulaciones, para poder analizar diversas posibilidades, entendiendo que tales posibilidades se enmarcan en la implementación metodológica y a través de la misma la obtención de distintos resultados que nos puedan dar una respuesta al planteamiento inicial del trabajo, el cual es poder determinar la factibilidad de implantación de nuevas tecnologías dentro de la red española para poderla hacer más eficiente. En donde esto lo determinaremos a través de la reducción de pérdidas que monitorizaremos en las distintas áreas y redes conformantes del modelo realizado, esto nos dará un acercamiento realista hacia la tendencia que pudiese o debiese adoptarse en el sistema de cara a un futuro donde las demandas operacionales del sistema son cada vez más exigentes en cuanto a sus capacidades y facultades de poder realizar una transición hacia tecnologías más limpias, que hoy día representan variabilidades en el SEP, y por ende requieren de sistemas flexibles en cuanto a su capacidad de reacción, sin que tales alteraciones o variabilidades (como lo puede ser no solamente un transitorio, sino también la inclusión de energías como eólicas y solares las cuales no son estables el tiempo) afecten al sistema. Finalmente fuera de las implementaciones planteadas, en el presente capítulo se concluye con el análisis tecno-económico que avala las tecnologías, que pudiesen brindarnos mejores resultados según el análisis propuesto, el cual se basa en los resultados obtenidos a través del motor gráfico de DIGSilent Power Factory, para concluir con el análisis medio-ambiental en cuanto al impacto que tales tecnologías tienen ante las emisiones de gases de efecto invernadero(GEI).

Es importante determinar el hecho que dentro del trabajo se plasman las combinaciones de implantación tecnológica, que más acerca al modelo a la operatividad deseada para lograr obtener los mejores márgenes operativos en el SEP dentro de las distintas combinaciones probadas; es por ello que es importante reconocer que pudiesen existir combinaciones las cuales no se estén tomando en cuenta en el presente trabajo, pues la intención del mismo no apunta hacia la óptima ubicación de elementos tecnológicos en sí, sino en el mejoramiento del

mismo a través de elementos de tecnología disponibles en el mercado, de aquellas áreas las cuales muestran no ser tan robustas en un estado estable, para en caso de una variación en la red, estas no representen un colapso en determinada zona donde se encuentren ni tampoco un colapso en cadena de la misma red.

5.2 ACERCAMIENTO DE ESTADO DE MODELO DE RED

La intención de esta sección inicial de desarrollo del presente capítulo, es tener un acercamiento analítico del modelo del SEP español con el que se desarrollarán los múltiples análisis que ya se han explicado en capítulos anteriores, por lo que se hace notoria la necesidad de conocer el sistema de una manera específica en cuanto a la focalización de aquellas redes, zonas y elementos los cuales deben de ponerse en custodia, para su estudio y mayor atención a la hora de la optimización de la red.

Tal acercamiento se hace posible a través del proceso de Flujos de carga mediante el algoritmo de Newton-Raphson implantado en el motor de desarrollo de DIGSilent, en donde obtenemos los resultados de las variables de estado de cada uno de los elementos de la red, de las cuales se han representado en diversos gráficos circulares (Figura 41 y Anexo II) para representar de una manera gráfica las magnitudes de tensión en cada una de las barras de acuerdo a la red conformante a la que pertenece según el modelo (Este arreglo se hace únicamente para poder controlar de una manera más amena la densidad de datos que conforman el modelo del SEP completo). Esto nos da un acercamiento bastante bueno, ya que a través del análisis de datos podremos determinar exactamente aquellos puntos que tienen una desviación de las condiciones óptimas que buscamos en la operación de la red, es por esto que tales representaciones gráficas en un primer plano representan el acercamiento tangible de los valores resultantes de las barras de la red y podemos a partir de ello indagar en el estado inicial de nuestro SEP.

La Figura 41 nos muestra la desviación de los valores de tensión en las barras de la red Noroeste del modelo, de donde se puede observar que existe un alto porcentaje de subestaciones o barras que se encuentran justo en los límites fijados de $\pm 5\%$ de sus valores nominales, para efectos de practicidad se han definido cada uno de los aros del gráfico con un valor de 0.05 p.u. de tal manera que el ultimo aro exterior remarcado es el valor al cual idealmente los valores de la tensión en las barras debiese tender, por lo que el siguiente aro difuminado representa el límite definido, es decir 1.05 p.u. por lo que los valores más allá de este representan sobre-tensión y de la misma forma, el aro hacia el interior de la gráfica que sucede al aro óptimo de 1 p.u. representaría 0.95 p.u. por lo que aquellos puntos cercanos a este presentan un caso de baja-tensión. Dado que el análisis gráfico del resto de las redes conformantes coincide en procedimiento analítico, el resto de las gráficas de las 8 redes restantes que conforman el SEP modelado, se encuentran disponibles en el apartado de anexos II anteriormente mencionado.

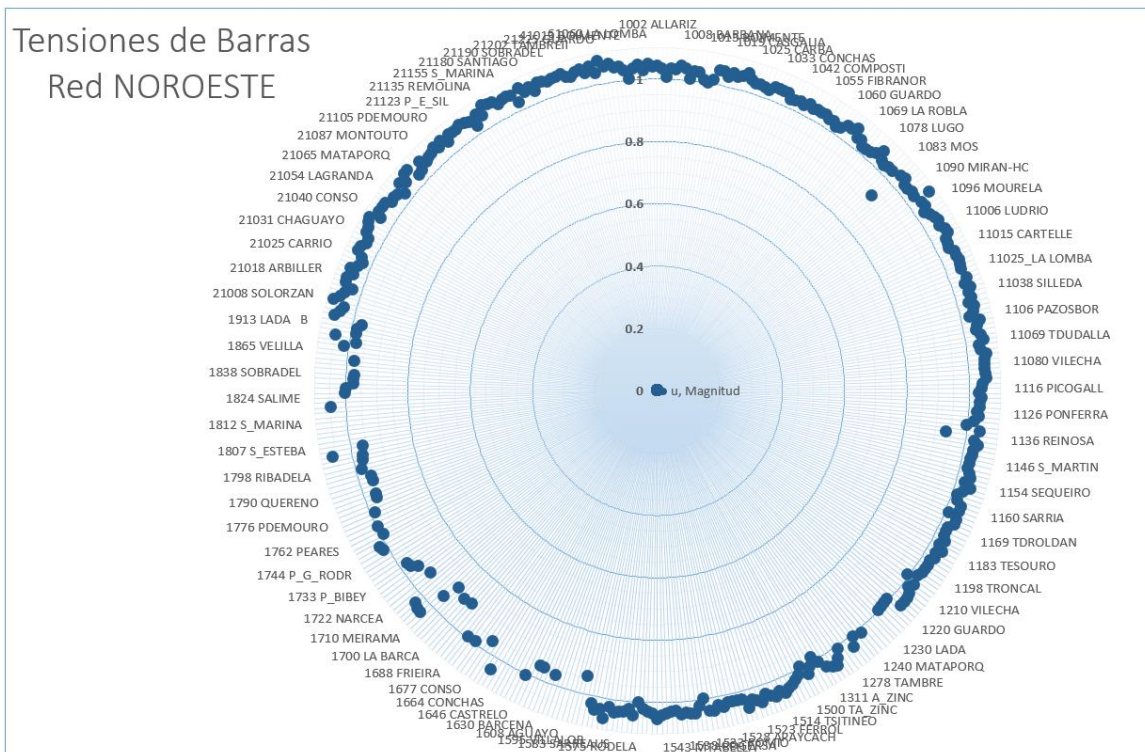


Figura 41. Ilustración de resultados de magnitudes de tensión en barras de red Noroeste del modelo después de ser analizado el flujo de potencia por el método Newton Raphson. [Elaboración Propia]

Teniendo en cuenta los resultados preliminares que se obtienen del flujo de potencia, obtenemos los valores de nuestra red, los cuales los consideraremos como indicadores de estado de nuestro modelo en cada una de las facetas de este capítulo, esto con la intención de poder cuantificar los avances y poder valorar de una manera certera el efecto de cada una de las implementaciones que se hagan al SEP inicial. Tales valores indicativos se muestran en la Tabla 18 (tabla la cual es obtenida a través de un balance de generación, cálculo de pérdidas y consumo a partir de los resultados obtenidos en el flujo de carga en el modelo completo), de donde podremos determinar a través del análisis de las pérdidas, que las implementaciones próximas a las que se someta el sistema tengan un impacto ya sea positivo o negativo en el sistema, para a partir de este criterio poder finalmente plasmar las observaciones y conclusiones pertinentes.

Hasta este punto se han analizado a través de los resultados de flujos de carga, la necesidad de tener que corregir los niveles de tensión en numerosos casos dentro de la red, más es preciso realizar un análisis a través de métodos analíticos y visuales directos de la topología de estado según el método descrito en 4.3, donde nuestros resultados deben de contrastarse con los termogramas de nuestra red, de acuerdo a su nivel operativo de estado de carga según la escala descrita en la misma sección 4.3, tales termogramas nos ayudaran a tener un mejor criterio de qué zonas son las más sensibles ya que se contrastan con los resultados obtenidos en los reportes de contingencias, de esta manera se puede partir de ello, e incurrir en la implantación tecnológica que describe la metodología en el capítulo 3.1 .

Tabla 18. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española bajo Condiciones Iniciales del Sistema [Creación a Partir de Resultados de Flujo de Potencia, realizando un balance de generación, consumo y pérdidas]

<i>Redes Conformantes</i>	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2288.50	-387.55	1931.82	-39.13	53.57	-1391.18
2 NORTE	1478.74	-196.21	909.41	-293.57	78.10	-1443.33
3 ESTE	4639.31	-1131.08	3623.10	-141.01	138.47	-2218.10
4 CENTRO	1949.68	3.47	2755.88	-966.95	75.48	-2385.38
5 SUR	894.75	-33.26	3145.42	-88.09	45.25	-1773.57
6 PORTUGAL	1786.27	-200.02	2877.82	-445.15	60.56	-1329.94
7 ONE	2605.23	-165.09	2860.32	1026.41	57.87	-1659.43
8 FRANCIA	2398.41	13.11	2370.19	-50.48	0.71	-823.89
50 LEVANTE	7027.80	-870.26	3921.20	99.94	163.52	-812.54
<i>Resumen total de Modelo de Red</i>	25068.69	-2966.91	24395.16	-898.03	673.53	-13837.35

Tales termogramas son expuestos en ANEXO III, de donde a partir de ese punto, es puesto a prueba el sistema, a través de un análisis dinámico para observar el comportamiento de las unidades generadoras cercanas a las áreas más sensibles que tanto los gráficos circulares y los termogramas indiquen que son propensos a presentar irregularidades en el tiempo, por lo que el análisis dinámico pondrá a prueba la estabilidad del sistema en esa zona, de manera que se simulen fallas localizadas trifásicas en el sistema para ver el comportamiento y asegurar que la operatividad puede volver a recuperar su estado inicial.

5.2.1 Experimentación con fallas localizadas en el modelo

Es necesario partir desde la concepción de los resultados obtenidos en la sección anterior, donde se aprecian los resultados de nuestro SEP después de ser expuesto a un flujo de carga, es pues notable según ANEXO III, y Los resultados obtenidos a través del análisis de contingencias (ver tabla Tabla 17), la mayor afección que tiene nuestro sistema en cuanto a desviación de valores nominales en cada una de sus barras, es en la red central de nuestro modelo, por lo que también en ANEXO II, podemos avalar mediante los resultados que obtenemos en cada uno de los nodos, la cantidad de elementos los cuales se desvían de sus cantidades nominales a las cuales debiesen de operar.

Hasta este punto en donde hemos localizado el área que en mayor medida se desvía en comparación a las demás áreas del modelo, es preciso poner a prueba esta área a través de la implantación de fallas localizadas para poder observar cómo reacciona el sistema, y si este es lo suficientemente fuerte o robusto para poder mantener la estabilidad mediante N-1 elementos son puestos a prueba, bajo escenarios distintos, los cuales aparecerán a medida se vayan considerando las implementaciones que las siguientes secciones que este capítulo abordarán.

Dicho lo anterior, se hace preciso un análisis dinámico a partir de un análisis de contingencias, para poder determinar el cómo reacciona la red, especialmente las unidades de generación que aportan la energía para que esta opere de manera estable; por lo que se define una serie de

eventos que simularán anomalías dentro del sistema para poder determinar cuál es el impacto en la red global (en el SEP completo), puesto que es de entender que ya que existe una interconexión entre las redes conformantes del sistema, una anomalía bastante marcada en el sistema pueda crear afecciones en redes que tengan una conexión con la misma.

Para ello se procede a simular la localización de una falla en la línea de transmisión, la cual es la más representativa según los resultados obtenidos en Tabla 17:

- Ine_12029_14105_1

De manera que esta corresponde a una línea que interconecta la red central con la Norte. Con esto garantizaremos el poder ver la reacción que ocasionaría una falla localizada en estos puntos y de la manera que el modelo interactúa y reacciona ante un evento de esta naturaleza.

Por tanto, al localizar esta falla y analizar los resultados dinámicos de nuestro modelo sometido a una falla trifásica en dicho elemento, en donde la falla es despejada a los 100 ms. vemos que tal como ilustra la Figura 43, el sistema no solamente ha sido afectado en el área que comprende la red central (ver Figura 42), sino que el modelo en general sufre cambios operativos drásticos, los cuales denotan visibles cambios negativos en el comportamiento del sistema, el cual trata de mantener la estabilidad del sistema a través de una acción conjunta en forma de respuesta de los generadores del sistema para poder anteponerse al transitorio implantado; claramente en la Figura 43 en donde muchos de sus elementos se sobrecargan, y varios de los generadores que comprenden la red, incluso pierden el sincronismo, hacen que los elementos aún en línea se sobrecarguen tratando de abastecer la potencia necesaria la cual después de la falla debe de ser cubierta por las plantas o unidades de generación que permanecen en sincronismo con el sistema.

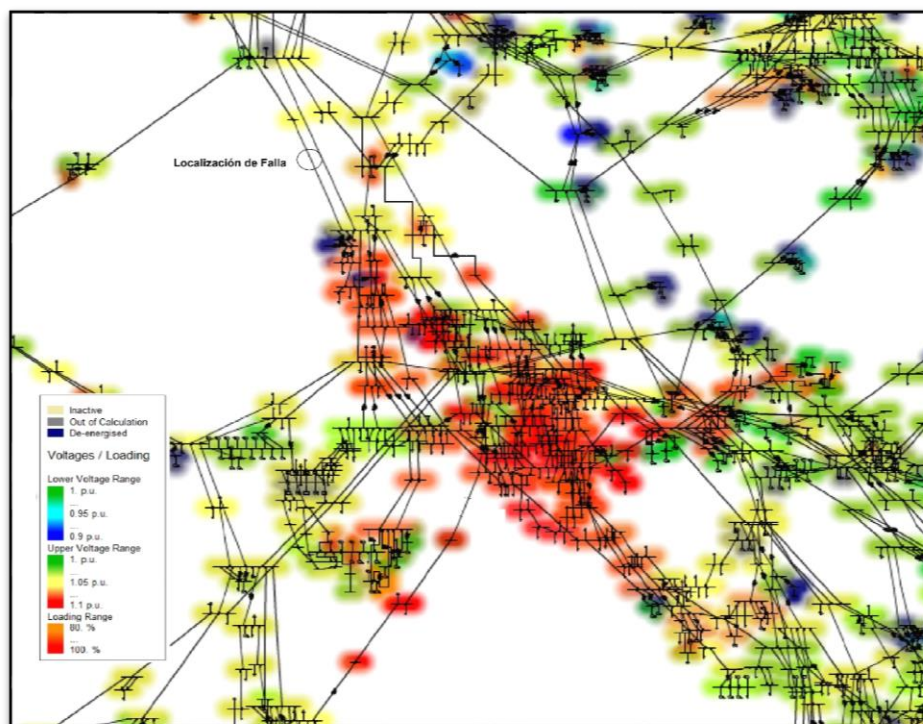


Figura 42. Ilustración de termograma de red central en su estado inicial al ser analizado por flujo de carga y señalizadas dos líneas de transmisión donde posteriormente se localizan fallas trifásicas [Resultado de Flujos de Potencia en DIGsilent]

La Figura 42, denota como ya se ha mencionado en párrafos anteriores, la red central del modelo; la cual es el área que más se desvía del rango deseado en cuanto al nivel de tensión y porcentaje de carga que presentan los elementos para poder operar el sistema con un margen lo suficientemente amplio, esto con la idea de poder anteponerse a transitorios o fallas dentro del SEP.

En la Figura 42, se divisan 146 nodos con sobre-tensión y alto nivel de carga los cuales representan un 54% de los nodos de la red central, por lo que esto supone un problema notable a la hora de operar el sistema en esta zona, pues estas sobre-tensiones y saturaciones de carga pudiesen representar una aceleración en el desgaste físico de los elementos de la red, además de representar pérdidas mayores en el sistema, por lo que es importante poder divisar este tipo de áreas las cuales pudiesen representar problemas si se diesen eventualidades no deseadas en la red.

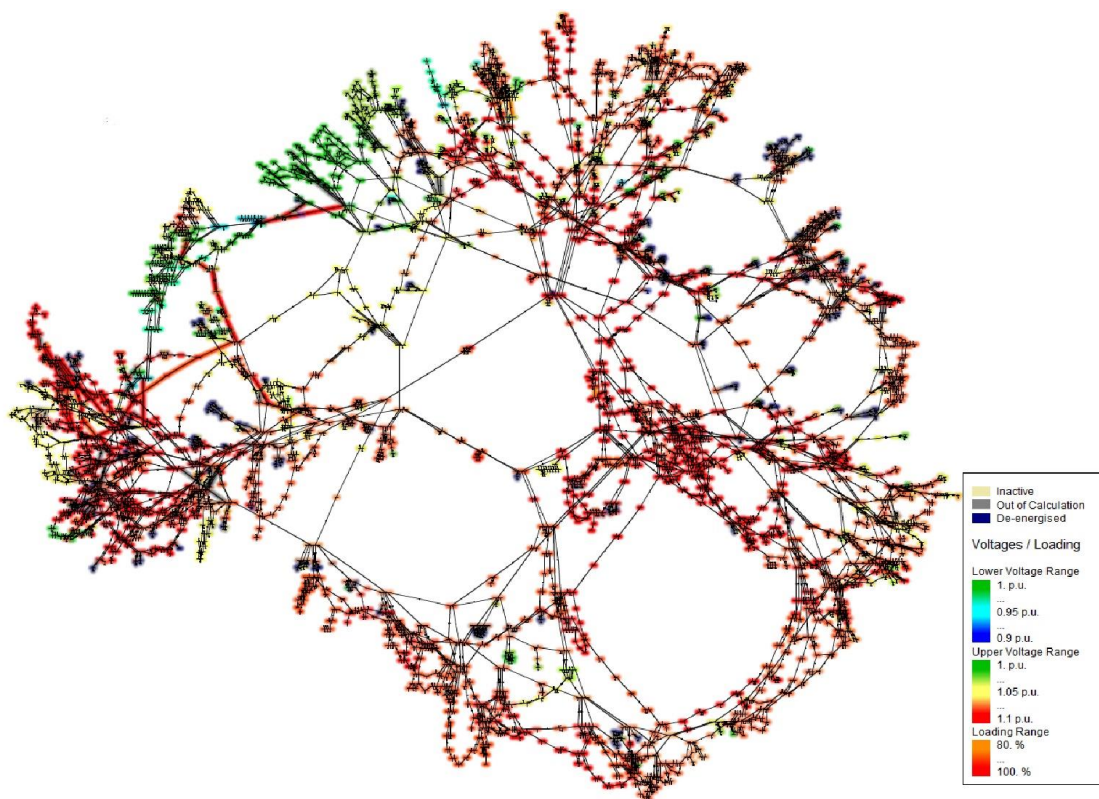


Figura 43. Ilustración de termograma de modelo completo en su estado post-falla en línea lne_12029_14105_1 [Resultado de Simulación Dinámica en DIGsilent]

En la Figura 43, podemos apreciar el hecho que la inclusión de una falla en el elemento ya mencionado en la ilustración, representa que en su mayoría el sistema experimente una sobrecarga en muchas de sus zonas, esto debido a la respuesta que tiene los generadores ante una falla franca a tierra. Cabe mencionar que a pesar que el panorama después de determinado tiempo se altera en cuanto a los valores operativos de la red, este modelo aún cumple en ciertas zonas de él con los criterios de estabilidad, pues tiempo después de la falla es posible reintegrar los generadores que han perdido su sincronía con el sistema y llevarlo a un estado que presente mejores condiciones de estabilidad; más cabe recalcar, que de no hacer nada el sistema tal y como reacciona, es con una salida de elementos en cascada que conduciría a un apagón general de la red el cual afecta a todo el sistema, esto claro está de no tener adecuadas coordinaciones

en las protecciones del sistema, más en este trabajo no se indaga ni tiene como objetivo el diseñar las apropiadas protecciones dentro de la topografía del modelo, por lo que se lleva a condiciones críticas cada uno de los segmentos conformantes del sistema, para ver si estos por sí solos son capaces de alcanzar nuevamente un estado estable.

En la Figura 44, podemos observar el comportamiento que tiene una unidad la cual se encuentra cerca de donde se ha simulado la falla trifásica en la línea (tal unidad es representativa debido a que es la unidad más cercana a la falla implantada); en la gráfica superior de la Figura 43 es posible apreciar el hecho que en el momento de ocurrir la falla, la unidad aumenta su velocidad, para en el momento donde se despeja la falla esta comienza a oscilar, producto de que ciertas unidades van perdiendo el sincronismo con el sistema, por lo que se puede apreciar que la unidad seguidamente presenta una pendiente negativa en el comportamiento de su velocidad y comportamiento angular, por lo que se puede concluir que de no realizar acciones de aperturas por protección en el sistema, tal unidad seguidamente, como se puede apreciar en la Figura 46, pierde su sincronismo, así como el sistema entra en un estado de criticidad la cual empieza a perder control, y capacidad para recuperarse, produciendo un apagón general del sistema.

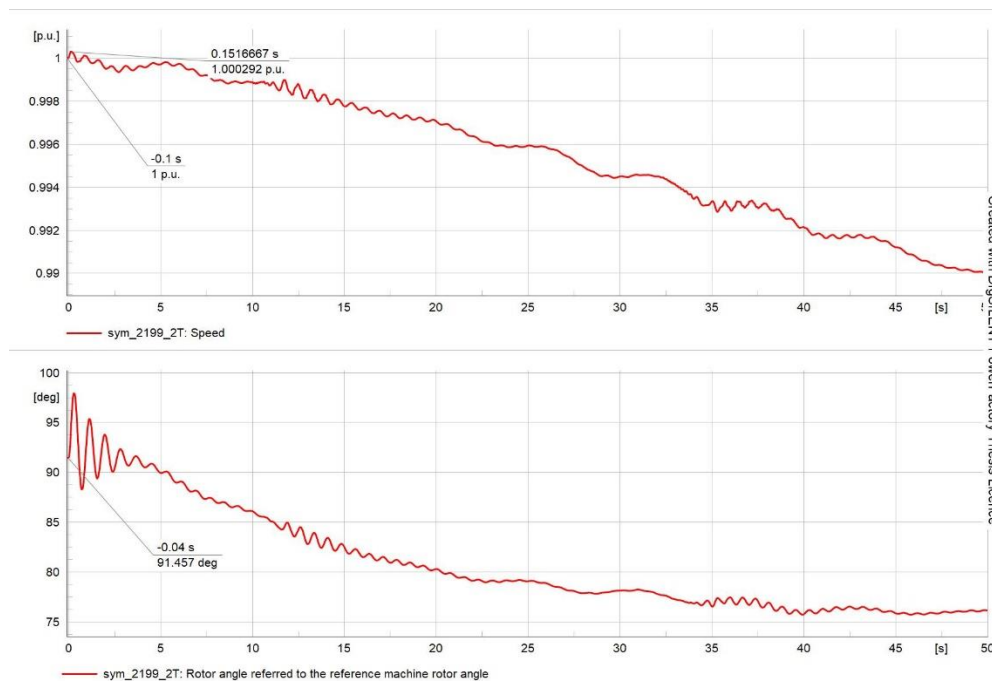


Figura 44. Ilustración de comportamiento en la velocidad y comportamiento angular del rotor de generador (sym_2199_2T) ubicado cerca de la falla, en la red norte del modelo.

Es interesante ver de igual manera, cómo se comporta la unidad en cuanto a la potencia activa que esta inyecta y eyecta al sistema durante el transitorio es experimentado en el SEP, esto puede ser apreciado en la Figura 45, la cual marca el punto del momento donde se produce la falla en el segundo 0, y el momento cuando la falla es despejada del sistema 100 milisegundos después de esta producirse, creando un efecto de impactos de carga en la unidad, la cual oscila debido a que trata de encontrar un punto de balance tal como se explica en la sección 3.3.1, es importante mencionar que al ser un sistema interconectado con más unidades generadoras, el comportamiento de estas trata de ser conjunto para mitigar las afecciones del sistema, es decir, que una falla en un sistema interconectado, difícilmente será una acción aislada, pues tal

distorsión o disturbio afecta a todo el sistema, por lo que sale a relucir la importancia de las protecciones del sistema.

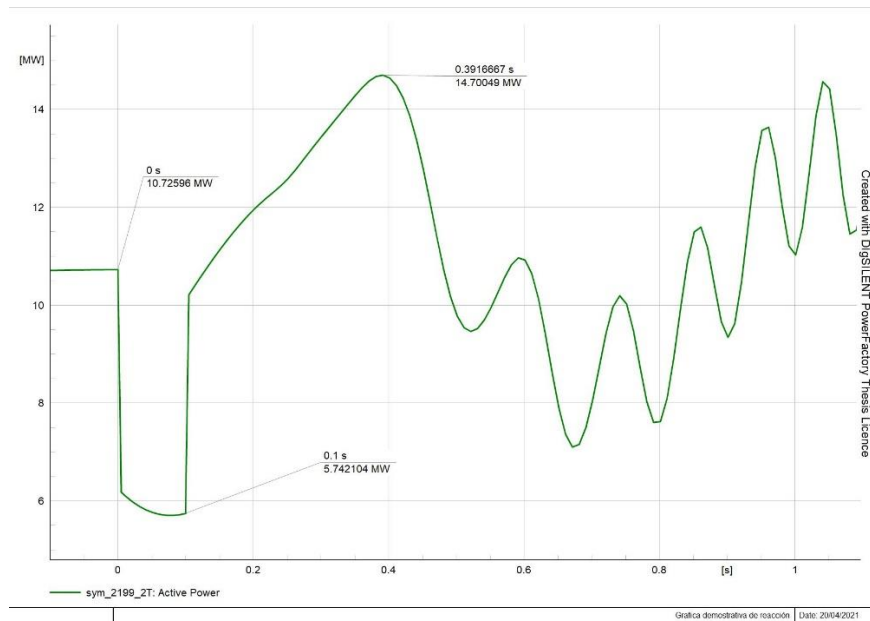


Figura 45. Ilustración de comportamiento en la entrega de potencia activa al sistema, por parte de la unidad sym_2199_2T previo-durante-post falla.

Tal comportamiento ilustrado a través de la Figura 45, es atribuible al hecho que después de la falla, la unidad debe tomar más carga debido a que en el sistema empiezan a perder sincronismo unidades que se encuentran en áreas las cuales no presentaban en un estado estable, condiciones como para anteponerse a un transitorio de estas características, por lo que la potencia entregada por tales unidades, debe de ser suplida por aquellas las cuales aún están en línea.

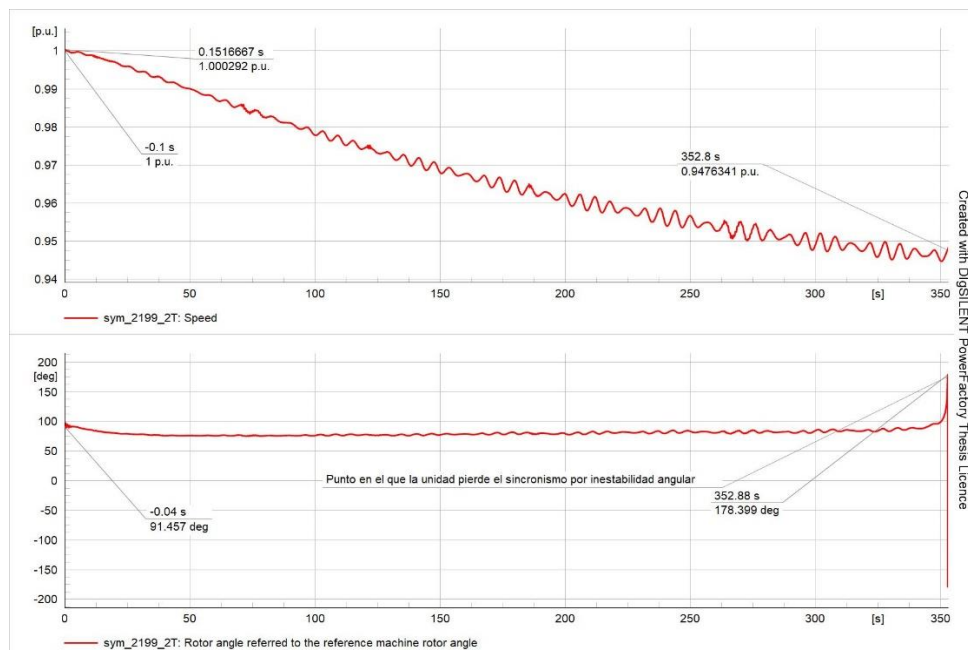


Figura 46. Comportamiento en la velocidad del generador sym_2199_2T (gráfico superior), comportamiento angular δ (gráfico inferior). Hasta el momento en que la unidad pierde el sincronismo por condiciones de inestabilidad.

La Figura 46, presenta el hecho de denotar el margen de tiempo, que para este caso en específico de esta unidad, se tiene antes de que la unidad pierda la sincronía con el SEP, el cual ha sido expuesto a una falla transitoria; es importante denotar que dada la naturaleza de la simulación, la cual es en el dominio del tiempo, hace que se pueda hacer una correlación indirecta con el criterio de igualdad de áreas, en donde se estima el tiempo crítico para el cual la falla debe de ser despejada, antes de que la unidad pierda su sincronismo; dado que tal presentación expositiva en el planteamiento de este trabajo, obedece para el caso teórico simple expuesto en Apéndice A; sirve como connotación hacia el análisis práctico de las simulaciones bajo el dominio del tiempo presentadas en este capítulo.

Nótese que a pesar de las fallas críticas en el sistema, muchas zonas siguen operativas (según Figura 43) y en valores óptimos de generación, más en su mayoría se pronuncian desviaciones de sus límites tanto eléctricos, como también físicamente pudiesen estar fuera de sus valores de límites térmicos (este aspecto es obviado dentro del modelo), por lo que habiendo probado que nuestra red es susceptible a perder la estabilidad en especial en algunas de sus zonas o redes operativas, se hace necesario el hacer que en su estado estable presenten una naturaleza más confiable para presentar un comportamiento dinámico mucho más robusto del que originalmente presenta, esto se planteará en las siguientes secciones, donde las implicaciones de cada una de las implementaciones tecnológicas se centra en poder ofrecer una mayor robustez operativa en estado estable, del que presenta la red originalmente; esto a través de la aplicación metodológica planteada en el capítulo 3.1 .

5.3 IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA TRADICIONAL

Uno de los mayores intereses que se tiene al haber incursionado en el estado de la red y sus valores de pérdidas, es el hecho de notar que la red consume una gran cantidad de potencia reactiva para operar de la manera que lo hace, con la finalidad de mantener la tensión a lo largo de sus distintos nodos que la conforman, esto a su vez hace que la implementación para el mejoramiento de la red de manera eficiente, sea dirigido directamente a atacar tales rasgos que presenta la red en su estado original, entendiéndose que existe la posibilidad de mejorar la operatividad mediante la inserción de nuevos elementos a la red y adecuación de los elementos existentes para que operen de manera que puedan garantizar una mayor flexibilidad al sistema al dotar de correcciones directas de las cantidades eléctricas que presentan una desviación demasiado notable en el sistema.

Ya en capítulos anteriores, especialmente en el capítulo 2, se menciona que actualmente los SEP buscan operar lo más cerca posible de sus valores nominales, esto con la primicia de considerar disminuir las pérdidas dentro del sistema. Tal como se puede apreciar en nuestro acercamiento al modelo del SEP de España, nuestro modelo opera con valores en algunas de sus zonas, muy por encima de los valores nominales y por ello es necesario hacer las respectivas consideraciones que se plantean a lo largo de este capítulo; esto con la intención de optimizar cada una de las zonas de interés, especialmente la zona de la red central que presenta mayores deficiencias en este aspecto tal como se comprueba y menciona en 5.2.

5.3.1 Mejoramiento de Red

La implementación de tecnología tradicional, se enmarca dentro de las consideraciones aludidas en la sección 3.4, por lo que el hecho de presentar una red de mayor complejidad que la reflejada en la representación de ejemplificación de este trabajo, se hace preciso que tales implementaciones no sean consideradas de manera separada, sino que estas deban de ser implementadas en algunos casos de manera conjunta entre cada una de ellas, para lograr los mejores resultados con el objetivo de aprovechar las mayores bondades que ofrece cada estrategia de implementación tecnológica.

Dicho lo anterior es preciso considerar que tales niveles de tensión en la red central pueden obedecer a mitigar el impacto que podría tener un aumento de carga repentina, considerando pues que el área de la red central es una zona la cual dado el modelo del SEP, únicamente produce el 70.74% de la energía que consume (ver Tabla 18), lo que significa que en la red, un considerable número de nodos, son únicamente nodos de carga y estos podrían requerir una estabilidad de tensión lo suficientemente robusta para poder suplir la energía eléctrica que es producida tanto por generadores que se encuentran localmente en la misma red, así también como el 29.25% (complemento de consumo, extraído de Tabla 18) de su consumo el cual es despachado por generación de otras redes.

Para entender la línea de optimización de la red a través de métodos convencionales, es necesario hacer énfasis en la disposición del modelo para asegurar dentro de sus posibilidades la generación, transporte y consumo de la energía eléctrica. Tal disposición de estado inicial puede verse en la imagen de la red central representada en Anexo III: Termogramas de modelo del SEP Español y Tabla 18.

Analizando principalmente la zona central, la cual es la que muestra un estado en cuanto a sus valores con mayores desviaciones en la red, la optimización se centrará en dicha área, pues se considera una de las zonas más importantes, debido a lo que representa dentro del ámbito real. Esto, el hecho que presente tales desviaciones en cuanto a sus valores de tensión en sus elementos operativos, podría deberse a una estrategia de la reacción del sistema ante la demanda a lo largo del día, especialmente en horas pico, la cual tiende a subir un gran porcentaje con respecto al resto de la curva de la demanda durante el día. Por lo que se hace necesario tal como 4.4 expone, presentar el sistema bajo ciertos escenarios de estrés, en donde para efectos de congruencia con la hipótesis planteada en el presente párrafo, en la Tabla 19 se muestran los resultados del modelo, aumentando todas las cargas pertenecientes a la red central en un 30%, de donde obtenemos los resultados comparativos con el caso base, expuestos en el siguiente párrafo.

Claro está que el hecho de aumentar un 30% de la generación en un área, podemos deducir que la generación en otras, especialmente aquellas a las que se destinan a exportar energía hacia la red central, sufren ciertos cambios, pues se requiere que estas eleven su producción energética para suplir tal aumento en la demanda, de cualquier forma, al realizar los cambios pertinentes de demanda en un aumento del 30% en la red central, ocurre que las pérdidas en la red central aumentan un 43% (Porcentaje obtenido de la comparativa entre Tabla 18 y Tabla 19) considerando tanto potencia activa como reactiva (tal contribución sigue siendo en su mayoría atribuible a la cantidad de potencia reactiva requerida en el sistema en donde de tal porcentaje de 43% de aumento en pérdidas, la potencia reactiva constituye un 96.3%); por lo que es

interesante ver y notar que las pérdidas totales de potencia activa en todo el modelo del SEP al aumentar la carga en este sector, representan que las pérdidas totales del sistema en potencia activa se reducen en un 4.7% (Obtenido entre la comparativa de pérdidas de potencia activa totales del modelo ubicadas en las tablas Tabla 18 y Tabla 19) que al considerar la carga original.

Tabla 19. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con un aumento de demanda del 30% en red Central [Obtenido a partir de Flujo de Potencia del Modelo completo]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1190.08	1939.01	-42.22	49.77	-2427.07
2 NORTE	2033.96	-905.72	909.41	-293.57	80.63	-2053.09
3 ESTE	4654.31	-1506.85	3623.10	-141.01	155.78	-2449.40
4 CENTRO	2133.67	-781.37	3593.28	-1260.83	76.64	-4072.50
5 SUR	894.75	-1448.18	3145.42	-88.09	38.12	-2911.33
6 PORTUGAL	2605.23	-706.29	2862.03	1025.27	45.91	-1786.55
7 ONE	2398.41	-19.07	2370.19	-50.48	0.77	-830.99
8 FRANCIA	6986.46	-1107.37	3892.35	86.24	147.59	-1051.40
50 LEVANTE	1786.27	-982.17	2877.82	-445.15	46.26	-2163.25
<i>Resumen total de Modelo de Red</i>	25854.07	-8647.09	25212.61	-1209.84	641.46	-19745.58

Habiendo determinado que el elevar la carga en la red central, hace que nuestro sistema presente menores pérdidas dado el modelo de nuestro SEP, el presente caso representará el caso base para poder hacer las respectivas implementaciones tecnológicas planeadas para esta y las siguientes secciones del presente trabajo.

5.3.1.1 Adecuación de la Generación

Una vez llegados a este punto es requerido, que habiendo planteado nuestro modelo en su estado que nos servirá como base, es pues necesario hacer los ajustes pertinentes de los elementos con los que ya cuenta nuestro sistema, de manera que es entendible que la optimización toque la configuración de cada uno de los generadores de la zona de interés para que estos puedan controlar a disposición los valores nominales de la red, con la intención de que tales valores sean los más apropiados para la óptima operatividad de la red, y sujeto a esto el hecho de acrecentar los márgenes existentes de estabilidad del sistema.

En la Figura 47 podemos apreciar el resultado de la optimización del control de las unidades generadoras, donde a través del control de excitación de las unidades, en donde somos capaces de poder controlar hasta cierto punto, los valores con los que operamos nuestra red de transporte.

Es preciso mencionar que a pesar del esfuerzo con el que se ha manejado el hecho de tratar de controlar la tensión dentro de un rango correcto dados los valores nominales, se hace notable que el problema mayor en la red central no radica en aquellos nodos PV (Nodos de generación) sino más bien en aquellos nodos de carga los cuales carecen de un control de tensión directo; se deduce debido a que los transformadores que conectan las barras de generación a las barras de carga, pudiesen presentar una configuración vectorial mucho más adecuada para poder con

ello mejorar los niveles de tensión en el lado de alta de los mismos. Dicho esto se procede en la sección 5.3.1.2 a valorar la configuración de los transformadores que componen la red central.

El objetivo de poder evaluar las distintas opciones que se tienen al configurar los transformadores de manera distinta al previo (estado original del modelo), dado que originalmente dentro del modelo, se presentan sus transformadores en su mayoría en YNyn0, sin mencionar que no se ha considerado un manejo adecuado de los taps para los transformadores. Esto a su vez, en la realidad pudiese diferir del modelo, puesto que tales aspectos en su mayoría no se logró encontrar el arreglo vectorial de los transformadores, ni tampoco el tap en el que se operaban, por lo que dentro de la constitución del modelo, estos se fueron adecuando de acuerdo a recomendaciones que se plasman en [15], [88], [89].

Tal como se puede observar en Figura 47, la mayoría de los generadores se ha optimizado para controlar dentro del rango considerado como óptimo la tensión en las barras a las que se encuentran conectados, dicho esto, en la sección siguiente se procede a hacer un análisis que apunta al mejoramiento en los transformadores de esta red, con el objetivo de poder hacer mejoras de configuración de los elementos existentes en la red, antes de considerar la implementación de elementos extra en el sistema.

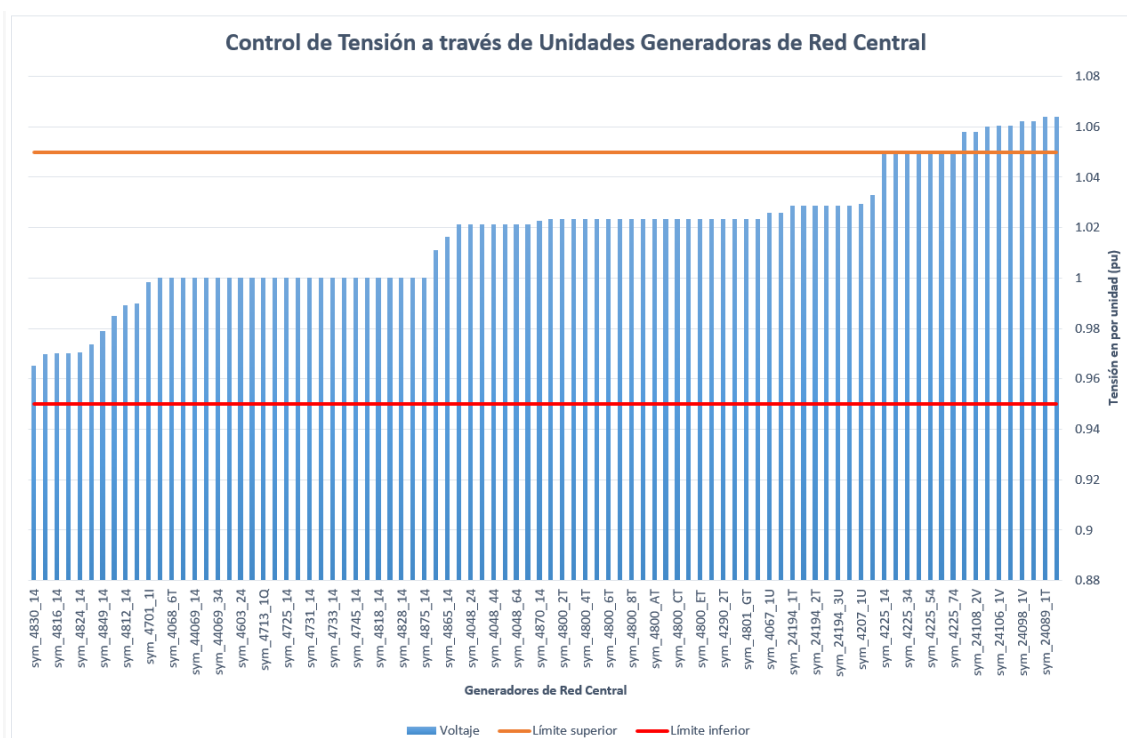


Figura 47. Gráfica representativa del control de tensión a través de las unidades pertenecientes a la red Central del Modelo del SEP [Creación Propia]

5.3.1.2 Control de Operatividad de Transformadores

Es importante denotar la gran importancia que tienen los transformadores dentro de cualquier SEP, en donde es debido a ellos que es posible el poder elevar la tensión en los sistemas a conveniencia, para de esta manera poder transportarlos por las líneas de transmisión que transitan considerables distancias; esto de elevar la tensión se hace para disminuir las pérdidas tal como se explica en 3.4.2.3, donde se distingue en la optimización de tensiones en un SEP

gracias a la correcta configuración de Taps en los transformadores, como una de las soluciones prácticas para poder hacer frente a los distintos problemas que pudiese acarrear el sistema con sobre-tensiones o bajas-tensiones en el sistema.

La mayoría de los transformadores conformantes en el modelo en la red Central poseen una asignación vectorial YNyn0 (esto debido a las razones explicadas en la sección anterior), por lo que podría considerarse una opción el poder modificar estas asignaciones vectoriales para poder de esta manera lograr cambios importantes en el sistema eléctrico de potencia, más dicho cambio no es factible en la vida real, puesto que no todos los transformadores tienen la posibilidad de reconectarse de distinta manera al que ya traen de fábrica sin tener que poner en riesgo su integridad.

La interpretación adecuada de la Figura 48, radica en establecer como objetivo el poder acercarnos al valor de 1 p.u. en cuanto a la tensión, remarcando el hecho que se considera dado el criterio establecido, como un estado de sobre tensión un valor de +0.05 p.u. del valor objetivo y de sub-tensión un valor de -0.05 del valor objetivo; dicho lo anterior este tipo de gráfico obedecerá visualmente a pequeños cambios dadas las implementaciones, más si la tendencia de los puntos que denotan un determinado caso se encuentran relativamente más cerca del valor objetivo, que los del planteamiento anterior, habrá representado un notable cambio, pues normalmente obedecerá a un mejoramiento del 1-5% de mejora, según sea el caso.

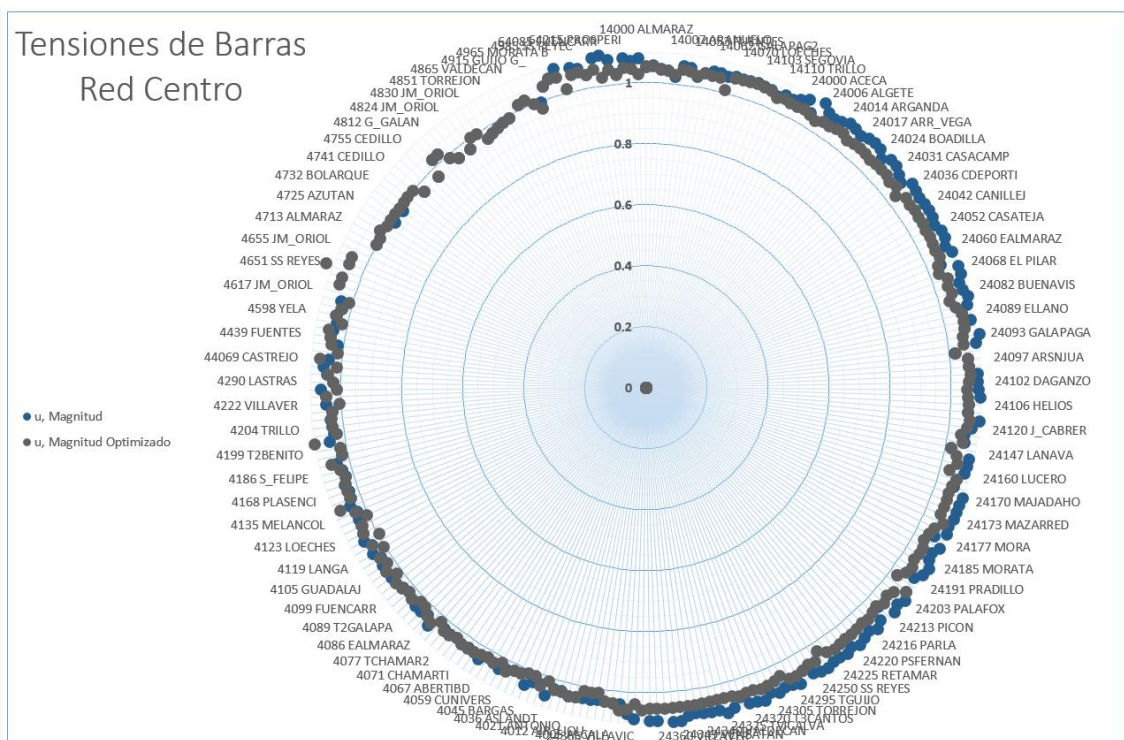


Figura 48. Ilustración de gráfica representativa de comparación entre tensiones de red central, antes de optimización de generación y transformadores (puntos azules) y después de optimización de generación y transformadores (puntos grises)[Creación Propia].

Figura 48 es la representación de lo que supone una mejora en el sistema, esta ilustración puede verse afianzada con la Figura 49, donde se muestra la red central antes y después de ser optimizada; en ella vemos el notable cambio en cuanto al estado con el que operan los elementos de esta red.

La Figura 49, muestra el avance que se tiene en la optimización del sistema, a través de únicamente la consideración de la optimización de los elementos ya existentes en el sistema sin tener que recurrir a la adición de equipos extra al sistema, denotando un notable cambio.

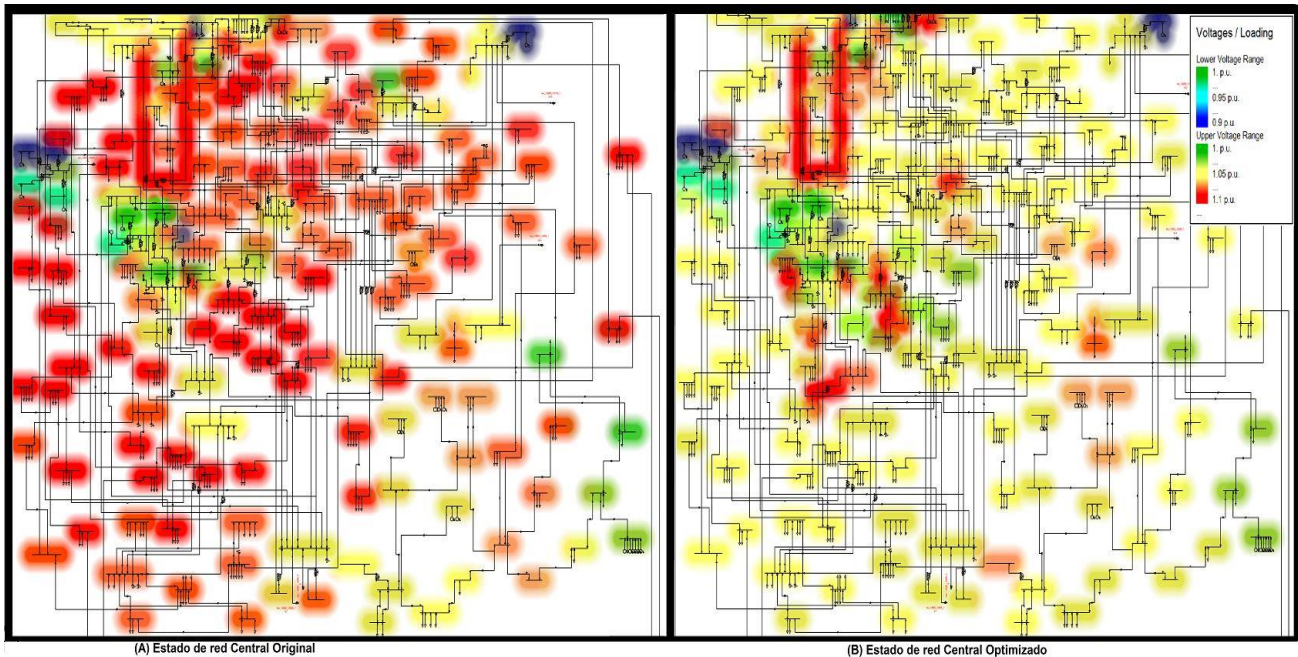


Figura 49. Ilustración de termograma de estado representando la comparación entre tensiones de red central, antes de optimización de generación y transformadores (A) y después de optimización de generación y transformadores (B).

Esto evidencia, que a pesar de que los valores operativos en los distintos nodos del sistema se encuentran dentro del rango aceptable de $\pm 5\%$ de su valor nominal en cuanto al nivel de tensión; es visible el hecho que en el sistema siguen existiendo elementos sobre-cargados, los cuales requerirán la adición de nuevos elementos o prescindir de ellos, puesto que la red en muchos de sus puntos puede operar con N-1 elementos para poder satisfacer las demandas en cualquiera de sus puntos de su topología que la conforma.

5.3.1.3 Implementación de Elementos Tradicionales

Llega un punto en el que el mejoramiento u optimización de un SEP, para de ser algo puramente operativo, a tener que considerar las implementaciones tecnológicas disponibles en el mercado para poder hacer del sistema energético, uno mucho más robusto y confiable, puesto que tales representaciones que se observan en la Figura 48 y Figura 49, son las resultantes de un estado estacionario, es decir que en el momento de poner a prueba el sistema a partir de un fenómeno transitorio, estos valores pudiesen cambiar debido al comportamiento dinámico que el sistema tendría de cara a afrontar tal suceso.

Es cierto que la implementación tradicional está bastante difundida en los presentes sistemas energéticos alrededor del mundo, más tales implementaciones deben de considerar diversos factores, en especial económicos, debido a que no siempre la implementación más lógica precisamente representa la más factible económicamente. En la presente sección dichas consideraciones de implementaciones tecnológicas se hacen en base a las necesidades que presenta el sistema a medida este se va mejorando en cuanto a sus valores operativos; tal y como en la sección anterior, se hicieron diversos escenarios para poder fundamentar el hecho de poder optimizar la generación, el control de tensión en las barras de los generadores y el afinamiento de los taps de cada uno de los transformadores del sistema de la red central de

nuestro sistema, sin que estos cambios representase un cambio significativo o negativo en las redes aledañas a esta red. De igual manera se planea establecer la implementación tecnológica, una implementación que a menos que se establezca una permisividad de cambio en el resto de las redes conformantes del modelo, no deberían de suceder.

Atacando directamente los problemas no deseados en nuestra red, partiremos de la red resultante en la sección anterior, para poder mejorar dichos resultados, puesto que aún bajo las mejoras hechas, es notable que existen elementos sobrecargados aún en la red, tales como barras, transformadores y líneas de transmisión las cuales tendremos que considerar la implementación física de nuevos elementos que vengan a favorecer al modelo.

En la Figura 50 se puede apreciar el resultado de la implementación física a la red central, este hecho hace que tales mejoras puedan ser plausibles desde un punto de vista técnico el cual se hace bastante atractivo dado los resultados que se obtienen. En ella (la Figura 50), podemos apreciar los resultados obtenidos a través de la imagen del termograma del sistema de la red central, en donde comparado con la ilustración analógica que se presenta en la figura Figura 48-B, es notable el cambio, pues tal como se entiende, se sabe que los puntos rojos son puntos que presentan una sobrecarga o están arriba de un 80% de su capacidad (tal como se establece en el criterio de acercamiento); para el caso de la imagen ilustrada en la Figura 50, existen elementos los cuales llegan a un 78% de su capacidad nominal, por lo que se considera como un caso no tan apremiante como para tener que hacer más cambios drásticos en la red, considerando que para llegar al punto de optimización logrado se tuvieron que implementar muchos elementos de distinta índole, como líneas, transformadores y compensadores estáticos.

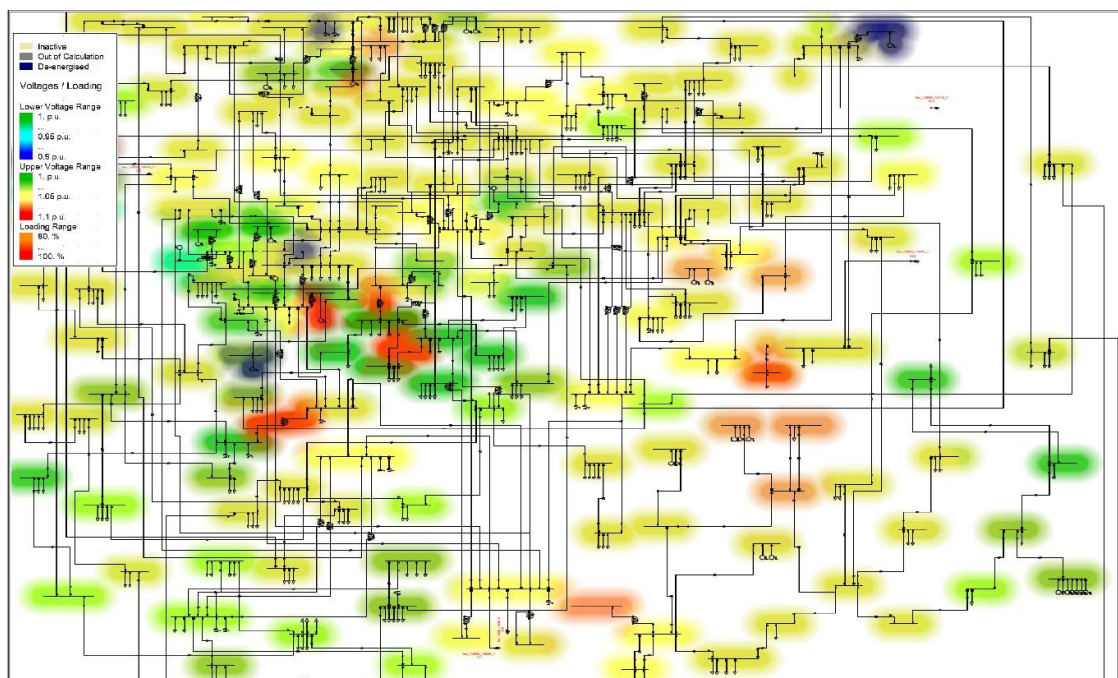


Figura 50. Ilustración de termograma de estado representando el estado final, al ser sometido a un profundo proceso de afinamiento en la implicación de elementos tradicionales agregados a la red central

Tales resultados pueden ser mejor valorados y analizados, a través de la Figura 51, la cual denota el perfil de tensiones en cada una de las barras conformantes del sistema de la red central, en donde la distribución de puntos amarillos constituye los valores obtenidos en esta sección de

optimización, comparada al mismo tiempo con los valores que se tenían inicialmente y los valores que se obtuvieron al aumentar la demanda un 30% en la red central.

Ambas, la Figura 50 y Figura 51 son elementos que se contrastan y complementan para el análisis de las variaciones que el sistema adopta al ser expuesto a un proceso de mejoramiento en cuanto al afinamiento de los recursos con los que cuenta y al mismo tiempo considerando una radical implementación de equipos tradicionales para el mejoramiento y compensación requerida en el sistema, para poder ser considerado un sistema más robusto del que se tenía inicialmente, por ello es importante denotar el hecho que tal estado del sistema, el cual es mucho más robusto que el escenario inicial, pudiese caer en el hecho que al tener que optar por la implementación de equipos y líneas para compensar y optimizar el nivel de carga en ciertos sectores del sistema, esto representa tal como se expone en la Tabla 20, un aumento en las pérdidas, comparados los valores con la Tabla 19, de donde se puede ver comparando ambas, que las pérdidas para el estado final obtenido del SEP, representan que en potencia activa se obtiene un 1% y un 2% de pérdidas en potencia activa y reactiva respectivamente, de donde se puede ver que el costo por tener una red más confiable acarrea muchas consideraciones directas las cuales deben de ser discutidas y solventadas para poder poner en marcha un tipo de implementación de esta naturaleza.

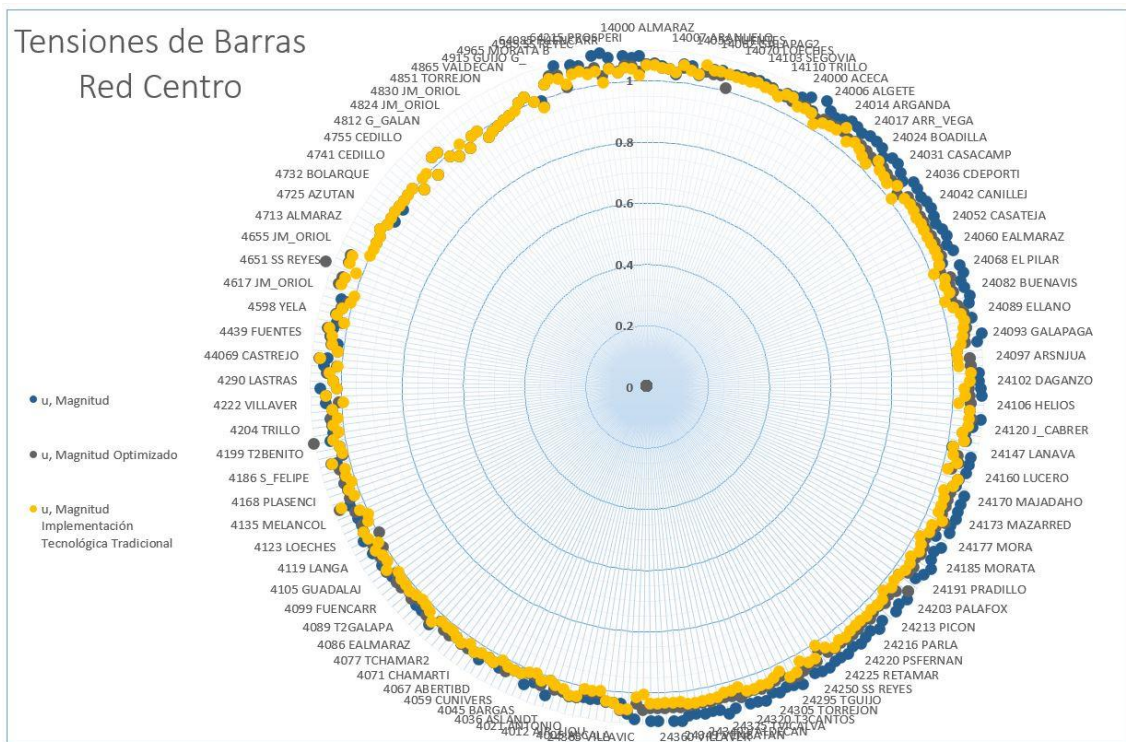


Figura 51. Ilustración gráfica de estado final de Tensiones en Barras de la Red Central, después del afinamiento de equipos e implementación tecnológica tradicional. [Creación Propia]

La Figura 51, se complementa con el Anexo IV a través de la Imagen S, para una mayor interpretación de los resultados obtenidos.

Tabla 20. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados de la optimización a través de implantación tecnológica tradicional.

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1184.62	1939.01	-42.22	49.77	-2426.73
2 NORTE	2042.06	-864.60	909.41	-293.57	80.35	-2024.90
3 ESTE	4654.31	-1472.44	3623.10	-141.01	155.62	-2448.79
4 CENTRO	2132.69	136.19	3593.28	-1260.83	83.65	-3740.20
5 SUR	894.75	-1444.60	3145.42	-88.09	38.57	-2914.43
6 PORTUGAL	2605.23	-682.53	2862.03	1025.27	46.13	-1784.50
7 ONE	2398.41	-19.95	2370.19	-50.48	0.78	-831.19
8 FRANCIA	6986.46	-1107.39	3892.35	86.24	147.54	-1051.77
50 LEVANTE	1786.27	-898.37	2877.82	-445.15	46.10	-2157.24
Resumen total de Modelo de Red	25861.19	-7456.03	25212.61	-1209.84	648.52	-19379.77

Tales valores, son reflejo de las adaptaciones tecnológicas hechas a través de los elementos descritos en la Tabla 26 dentro del modelo.

5.3.1.4 Análisis dinámico de Modelo Optimizado con la implementación tradicional

A pesar de lo expuesto anteriormente en las secciones predecesoras a esta, es posible que tales implementaciones, tengan su valor en cuanto a la robustez del sistema ante fallas localizadas, esto puede pesar al momento de tener que realizar implementaciones de esta magnitud, pues se estaría dotando al sistema de una reacción muy deseada ante eventualidades las cuales podrían pasar de ser fallas representativas en el sistema a eventualidades en las que el sistema se anteponga a estas con relativa seguridad.

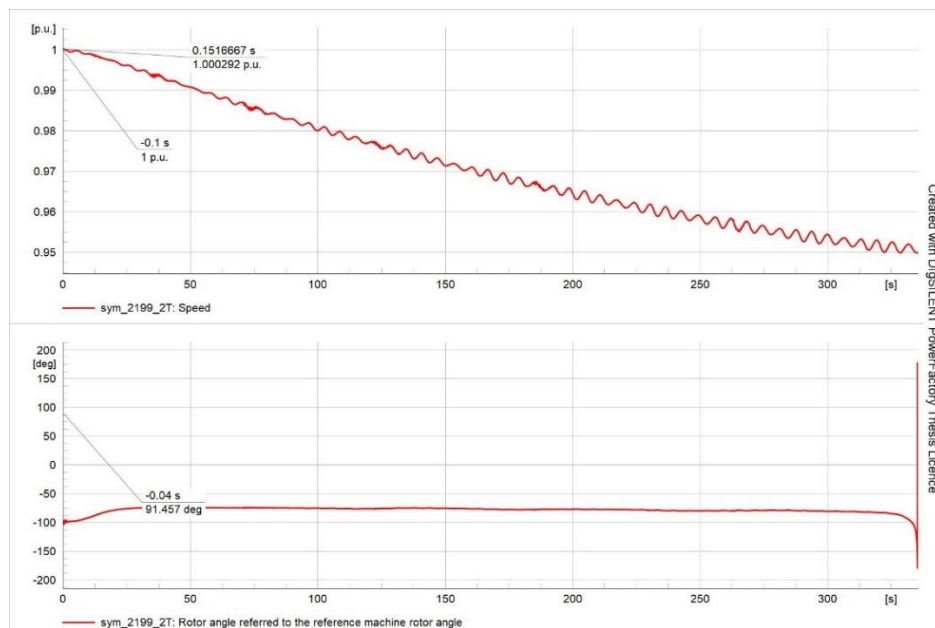


Figura 52. Ilustración de comportamiento en la velocidad del generador sym_2199_2T (gráfico superior), comportamiento angular δ (gráfico inferior). Hasta el momento en que la unidad pierde el sincronismo por condiciones de inestabilidad.

En la Figura 52 podemos ver el comportamiento del mismo generador considerado y hacia la misma falla representada anteriormente al principio de este capítulo, para poder divisar si en él existe un cambio representativo en cuanto a su comportamiento dinámico.

Se puede ver, que el comportamiento en cuanto a tiempo que le toma al generador intentar recuperar su estado estable, es prácticamente el mismo que en el caso expuesto inicialmente, esto podría deberse a que la falla es demasiado cercana a él, y por tanto tal generador es uno de los más afectados del sistema, más lo interesante de este análisis es que a pesar de que esto ocurre con este elemento el cual está cercano a la falla, para esta ocasión la reacción del sistema es mucho mejor, tal como se puede apreciar en la Figura 53, en donde la simulación se ha llevado hasta los 500 segundos, en donde para el caso inicial al llevarlo a dicho tiempo sin tener que optar por la ayuda de redes externas las cuales pudiesen suplir las necesidades de la red, para este caso con la optimización realizada, nuestra red responde autónomamente y es capaz de llegar a un estado estable sin necesidad de acudir a la implementación de redes externas.

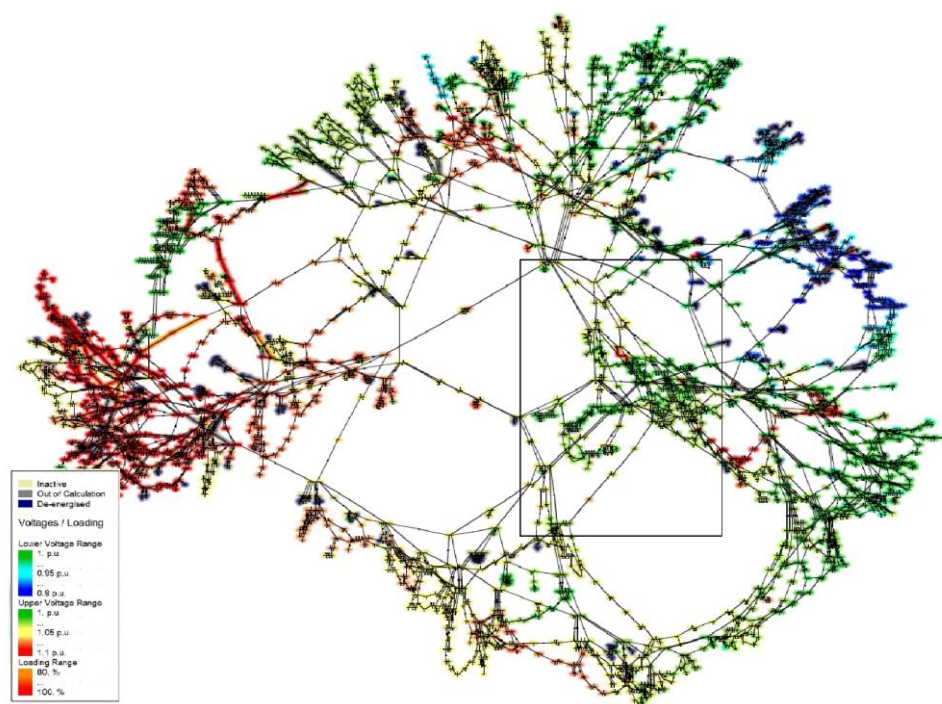


Figura 53. Ilustración de comportamiento dinámico del modelo al ser expuesto a falla localizada

En la Figura 53 se puede apreciar el hecho que a pesar de que no es uno de los mejores estados post falla para un SEP, al considerar que en el primer caso se perdía el sistema al no reaccionar con redes externas a este modelo, pues supone por ello un avance significativo en lo que las implementaciones pueden lograr dentro del sistema. Algo que se debe notar es el hecho que la red central (la cual está señalizada con cuadro, presenta un estado totalmente estable.

Se puede apreciar que existe un sector el cual es bastante afectado por la falla en la Figura 53, la cual corresponde a la red ESTE (las red la cual se encuentra con signos de sobrecarga, es decir en rojo por el termograma es la red Este, a pesar de que esta no se encuentre ubicada en su posición Este respetando los puntos cardinales, esta sigue respetando la forma en que se interconecta con las demás áreas o redes del modelo, el cual es semejante al sistema real en cuanto a su topología y estructuración).

5.4 IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA FACTS

Tal como se ha tratado la implementación a través de tecnología tradicional, es importante partir desde un punto donde la red ha sido ajustada en cuanto a sus elementos disponibles a un estado donde se requiera la implementación de elementos externos, es decir elementos físicos los cuales originalmente no son parte de la conformación de equipos con los que cuenta el sistema a considerar para su mejoramiento a través de dispositivos tecnológicos.

Dicho lo anterior, esta sección parte del modelo el cual ha sido llevado a operar con un aumento del 30% de carga en la red central, donde se han hecho los pertinentes cambios de taps en los transformadores, esto con la idea de únicamente considerar cambios los cuales no implican elementos extra dentro del modelo original; partiendo de lo mencionado anteriormente se procede a hacer el análisis con dispositivos FACTS en donde al igual que en 5.3, donde se trata de hacer más robusta y confiable la red central del modelo, esta proseguirá por el mismo camino, siempre teniendo en cuenta el no realizar cambios en redes que la rodean, para de esta manera segregar un comportamiento diferente al momento de hacer los análisis tanto de flujos de potencia, así también como los de dominio en el tiempo para poder evaluar su reacción ante la misma falla localizada, la cual se impuso en la misma sección mencionada.

Esta sección tratará de incorporar los FACTS los cuales se consideran en la red de ejemplificación tratada en 3.5, de una manera conjunta a medida vaya desarrollándose la mejora y afinamiento, tal y como las propuestas por medio de métodos convencionales funcionó; por lo que las siguientes dos secciones, son secciones acumulativas de progreso y desarrollo.

5.4.1 Implementación de Dispositivos Basados en Electrónica de Potencia

Ya anteriormente anuncia que esta sección se basará en el mejoramiento progresivo, que involucrará los distintos dispositivos FACTS tratados en la ejemplificación de este trabajo en 3.5, de manera que se buscará el aprovechar las bondades de las distintas tecnologías que se tienen en consideración en este trabajo.

5.4.1.1 Implementación de SVC

Ya en apartados anteriores se indaga de manera detallada la funcionalidad y alcances del SVC, específicamente en 2.4 y 3.5.1.1, en donde se argumenta y expone el uso de dichos dispositivos a través del planteamiento de la ejemplificación de sus bondades hacia el SEP de ejemplificación de este trabajo. Al someter nuestro modelo de la red de España, específicamente la red central, tal como se puede apreciar en la Figura 54, obtenemos los valores expuestos en la Tabla 21 donde podemos hacer una comparativa de los valores obtenidos, principalmente de las pérdidas del sistema, contrastados con los de la Tabla 19, el cual es la tabla que refleja los datos de la red, optimizada únicamente con los elementos existentes ya en la red, es decir que únicamente considera un ajuste de cargas ya existentes en ella aumentadas en un 30% en la red central, más no considera ninguna implementación tecnológica extra en el sistema.

En la Figura 54, podemos apreciar la red central después de haber sido implementado el dispositivo FACTS, el cual es un SVC, en donde claramente ha mejorado notablemente la percepción de los perfiles de tensión para las barras, basados en lo que se tenía inicialmente, es decir el sistema que figura en Figura 49-B. Es notable el hecho que nuestras tensiones se acercan notablemente con mucha más facilidad a la nominal deseada; es importante resaltar el hecho que la implantación de un SVC al sistema, especialmente uno de esta naturaleza el cual se

encuentra interconectado de una manera bastante robusta en su mallado, hace que la tarea de implantación de un dispositivo de esta naturaleza deba de considerar aspectos como los de readecuar los niveles de taps en los transformadores, puesto que tal dispositivo como ya anteriormente en 2.4 se menciona, hace que el proceso de transmisión sea mucho más eficiente, a pesar de que esto en algunos casos como lo es el presente, represente que afectará los sistemas que estén interconectados, por lo que es preciso entender la dinámica del comportamiento paulatino de un sistema al implementar estas tecnologías flexibles; por otro lado se hace posible prescindir de elementos de generación los cuales se encontraban en el sistema únicamente para controlar los niveles de tensión en la red, por lo que se vuelve bastante conveniente el hecho de poder analizar previamente una implantación simulada para cada SEP que se considere esta alternativa.

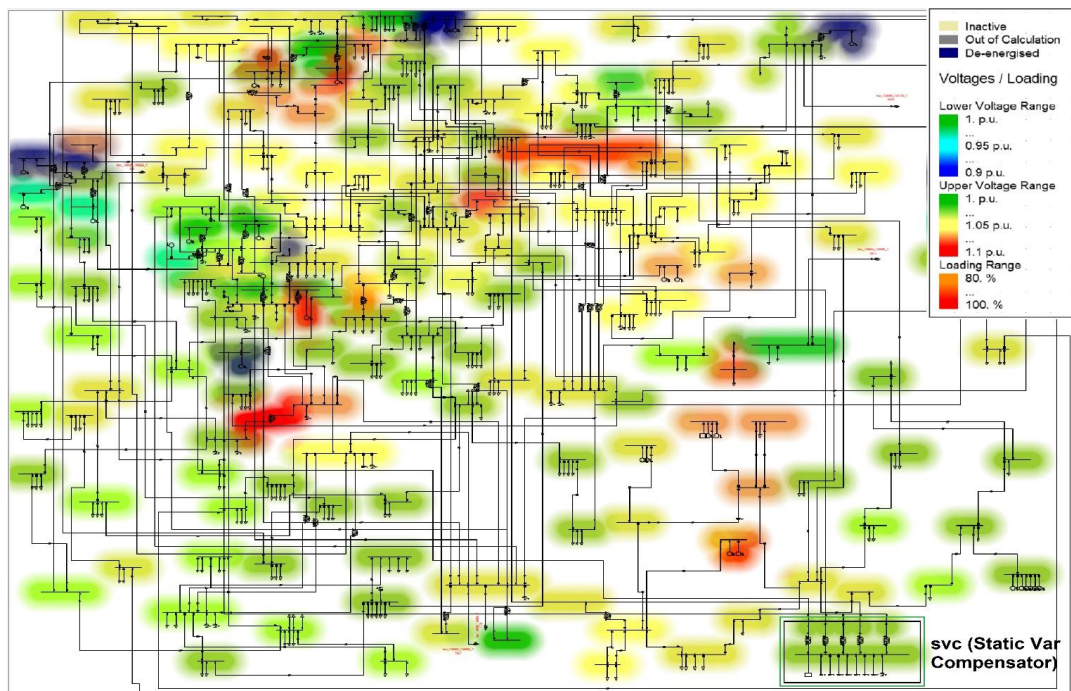


Figura 54. Ilustración de Red Central después de la implementación de un SVC para mejorar el perfil de tensión en la red.

Los elementos de la Figura 54 que se encuentran en naranja y rojo son principalmente elementos de transformación, puesto que el SVC tiene la limitante de controlar simultáneamente tensiones de sistemas a diferentes potenciales, por lo que estos transformadores están a un 85-90% de su capacidad (Los que se encuentran en rojo) mientras que las líneas de transmisión en naranja se encuentran a un nivel operativo de un 75-85% de su capacidad nominal de transporte; esto último es debido a que como práctica convencional, el SVC nunca se debe saturar para mantener un sistema en óptimas condiciones en su estado estable, pues es un dispositivo pensado para la dinámica del sistema en el dominio del tiempo ante eventualidades que requieran estabilización a través de compensación reactiva inmediata, más nos ofrece la facilidad de poder derivar de un solo dispositivo un servicio simultáneo para distintos puntos de la red.

La Tabla 21 nos da un acercamiento más concreto de lo logrado a través de la implantación de este dispositivo a nuestra red, donde se puede apreciar que las pérdidas reactivas en la red se reducen en un 11.45% en comparación a la red base que se ha tomado, más algo importante que notar es el hecho que existe más generación en la red misma, esto es debido a que ya que

existían generadores únicamente aportando estabilidad de tensión a la red en alguno de sus puntos, por lo que al no ser usados para esta finalidad, tales generadores se pueden destinar para la generación de potencia activa, la cual es destinada a ser transportada para suplir parte del consumo o demanda existente en la red; como se puede ver las pérdidas por potencia activa han aumentado en comparación a las del caso base (comparando Tabla 21 con Tabla 19), esto es debido a que las líneas de transmisión gracias al SVC transportan una mayor cantidad de potencia activa, de la cual transportaban anteriormente, no solamente a lo interno de la red sino también fuera de esta, por lo que las pérdidas en este aspecto aumentan al ser el tráfico mayor.

Tabla 21. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados de la optimización a través de implantación de dispositivo FACTS (SVC). [Creación a partir de Flujo de Potencia del Modelo completo]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-22.36	1939.01	-42.22	97.89	-1724.40
2 NORTE	2304.72	-919.98	909.41	-293.57	94.17	-1178.27
3 ESTE	4654.31	1240.39	3623.10	-141.01	256.98	-812.26
4 CENTRO	2132.69	254.63	3593.28	-1260.83	86.30	-3605.81
5 SUR	894.75	-902.39	3145.42	-88.09	78.65	-1722.57
6 PORTUGAL	2605.23	3.27	2862.03	1025.27	54.61	-1528.34
7 ONE	2398.41	906.90	2370.19	-50.48	9.65	-900.61
8 FRANCIA	6986.46	-1102.11	3892.35	86.24	146.53	-1059.67
50 LEVANTE	1786.27	-513.08	2877.82	-445.15	86.46	-632.16
<i>Resumen total de Modelo de Red</i>	26123.85	-1054.73	25212.61	-1209.84	911.24	-13164.08

Podemos darnos cuenta el hecho que las pérdidas reactivas en nuestro modelo, son significativamente reducidas al introducir el dispositivo FACTS (SVC), por lo que específicamente la incorporación de este elemento a la red central, hace que globalmente el sistema reduzca las pérdidas totales por potencia reactiva en un 33.33% (Este valor es obtenido comparando los valores de pérdidas reactivas totales para el caso del SVC plasmadas en la Tabla 21 y contrastadas con la comparación de los mismos campos de la tabla del caso base, la cual corresponde a la Tabla 19). Tales datos son obtenidos, al incluir el SVC unido a 6 nodos del sistema, en donde se dispone de un control a través del mismo del controlador electrónico, al control de 10 bancos de capacitores de 100Mvar, en base al control de los nodos del lado de conexión hacia los nodos que deriva, en donde el controlador trata de mantener 1pu de tensión, bajo condiciones y modo de control de tensión.

Es pues, interesante ver la flexibilidad con la que dota al sistema este tipo de tecnologías; para ver el efecto que verdaderamente tiene, se puede complementar visualmente con la Figura 55, la cual se puede apreciar a continuación, en donde al igual que en la Figura 51, debe de ser interpretada de la misma manera, entendiendo que los valores que toman los distintos nodos al aplicar esta implementación del SVC, son los designados en color verde. Tal acercamiento se complementa a través del ANEXO IV específicamente con la Imagen T.

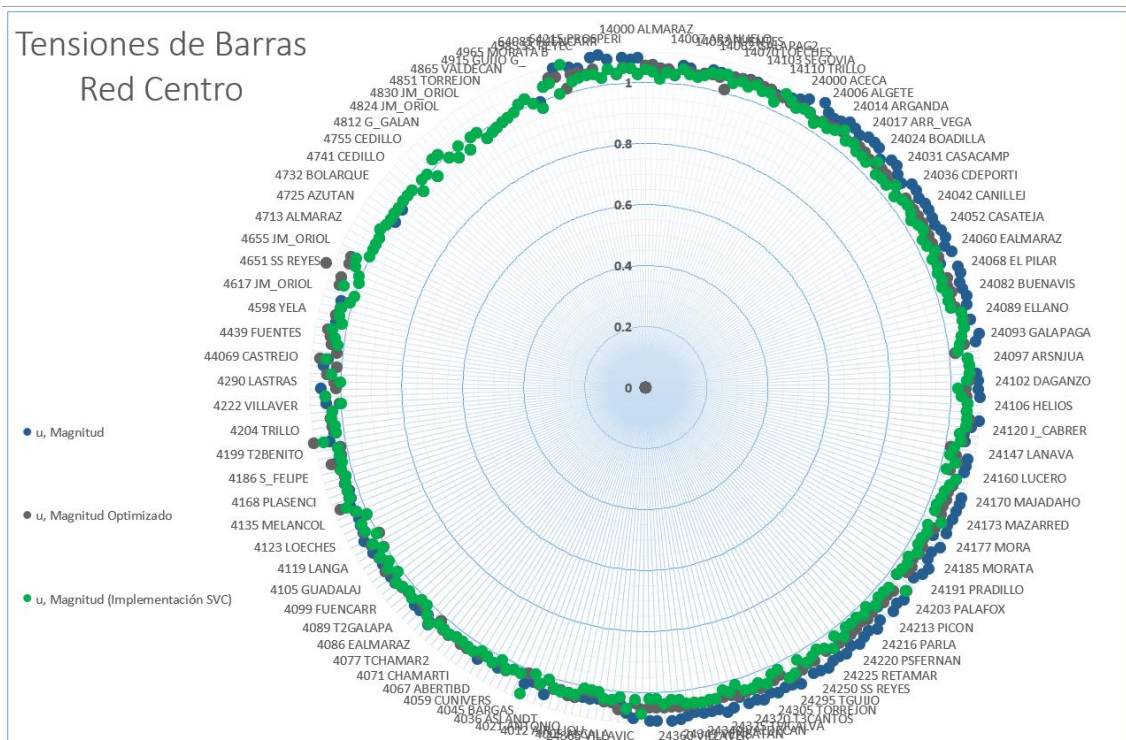


Figura 55. Ilustración de comparativa de niveles de tensión en la Red Central después de la implementación de un SVC (puntos verdes), los resultados se contrastan con el caso inicial (puntos azules) y el caso base de implantación (puntos grises)

Claramente el perfil de tensiones con las que cuenta el sistema en cada uno de sus nodos es notablemente mejor que el caso base y el caso de implantación tecnológica (caso del que se parte en todas las secciones de implantación de equipos en este capítulo), cabe destacar que el hecho de mejorar el perfil de una red que cuenta con distintas áreas las cuales son de distintos potenciales, hacen de la implantación, una tarea bastante ardua, ya que un sistema SVC es primordialmente utilizado para comprender elementos que se encuentran a un solo potencial, por lo que hay que ser cuidadoso de las distintas opciones de inserción que se tienen en el sistema, por lo que en algunos casos se pudiese estar mejorando la red comprendida en un sector de un potencial definido, más pudiesen estos cambios repercutir en las áreas que comprenden los otros niveles de tensión, para ello es necesario coordinar al mismo tiempo una re-calibración de los taps de los transformadores, para que estos puedan aprovechar a su favor de manera óptima los cambios hechos en una determinada área; de no realizar esta tarea última pudiese el sistema encontrarse en niveles críticos en varios de sus elementos por la saturación de ellos, o por estar muy próximos a sus límites operativos debido a los cambios bruscos, pero controlados de un SVC.

5.4.1.1.1 Análisis dinámico de modelo con implantación de SVC

Llegados a este punto es necesario ver el comportamiento de nuestra red, para poder determinar si su comportamiento en el dominio del tiempo, ante la misma falla localizada planteada a lo largo de este capítulo, tiene alguna repercusión en la red o es consistente con lo que cambios a este nivel de optimización de una red representan.

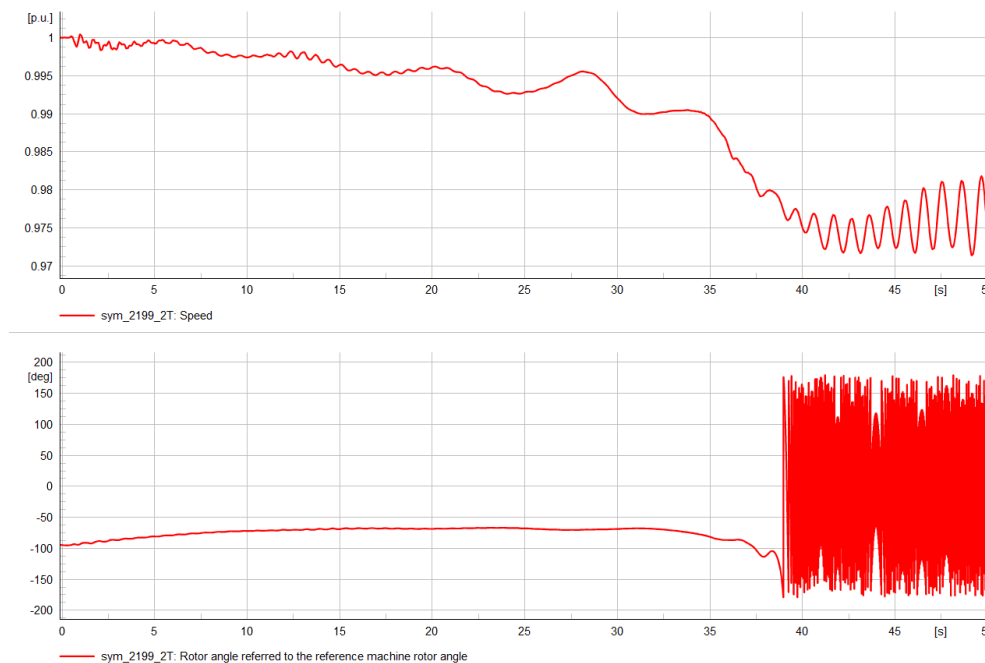


Figura 56. Ilustración de comportamiento en la velocidad del generador sym_2199_2T (gráfico superior), comportamiento angular δ (gráfico inferior). Hasta el momento en que la unidad pierde el sincronismo por condiciones de inestabilidad.

En la Figura 56 podemos apreciar el hecho que no solamente, la unidad sym_2199_2T (Unidad la cual es seleccionada, debido a la cercanía con la localización de la falla implantada), no es estable después de 38 segundos, sino que esta es un reflejo de lo que acontece en la red central, pues si bien es cierto que el SVC es un elemento el cual estabiliza de una manera considerable cada uno de los nodos a los que está asociado en el sistema, este elemento requiere de recursos de la misma red, para poder abastecer tal servicio de estabilidad.

En un sistema una desventaja al ser expuesto a una falla tan grande como la que se ha planteado, pues lleva sus elementos al máximo y incluso en muchos casos los supera si el SVC no está programado para reaccionar de una manera distinta a la que hace en operación normal; esto puede ser una desventaja a la hora de tener que considerar un equipo de esta naturaleza, pues requiere mucho estudio y su puesta a punto debe de estar coordinada con las protecciones del sistema, pues en caso de falla pudiese usarse el SVC de manera que su finalidad no fuese la compensación tan agresiva como normalmente lo es; tal alcance no es la finalidad de este trabajo, debido a que la optimización tecnológica de los elementos utilizados en este trabajo son competencia ajena al presente estudio; más se menciona tal hecho, para que el lector pueda y sepa que tal alcance es posible tal como se expresa en estudios como [90], las cuales dan a conocer este detalle.

5.4.1.2 Implementación de STATCOM

Ya en la sección ejemplifica la implantación de los FACTS STATCOM, en donde se comprueba su efectividad para el manejo y control de la red al ser implementado, es pues como allí se menciona, un avance del SVC ya que para mitigar las debilidades de la red, no se sule de lo producido en ella, lo que quiere decir que puede estabilizar zonas de la red de manera más autónoma que un SVC, ya que esta posee una fuente externa a la red que puede suplir las condiciones necesarias en los puntos donde es conectado, de esta manera las pérdidas por transmisión a largas distancias son reducidas considerablemente.

Sabiendo ya que el STATCOM tiene las facultades de estabilizar el sistema, en la Figura 57 se muestra la red central al ser implantado un STATCOM para mejorar su rendimiento.

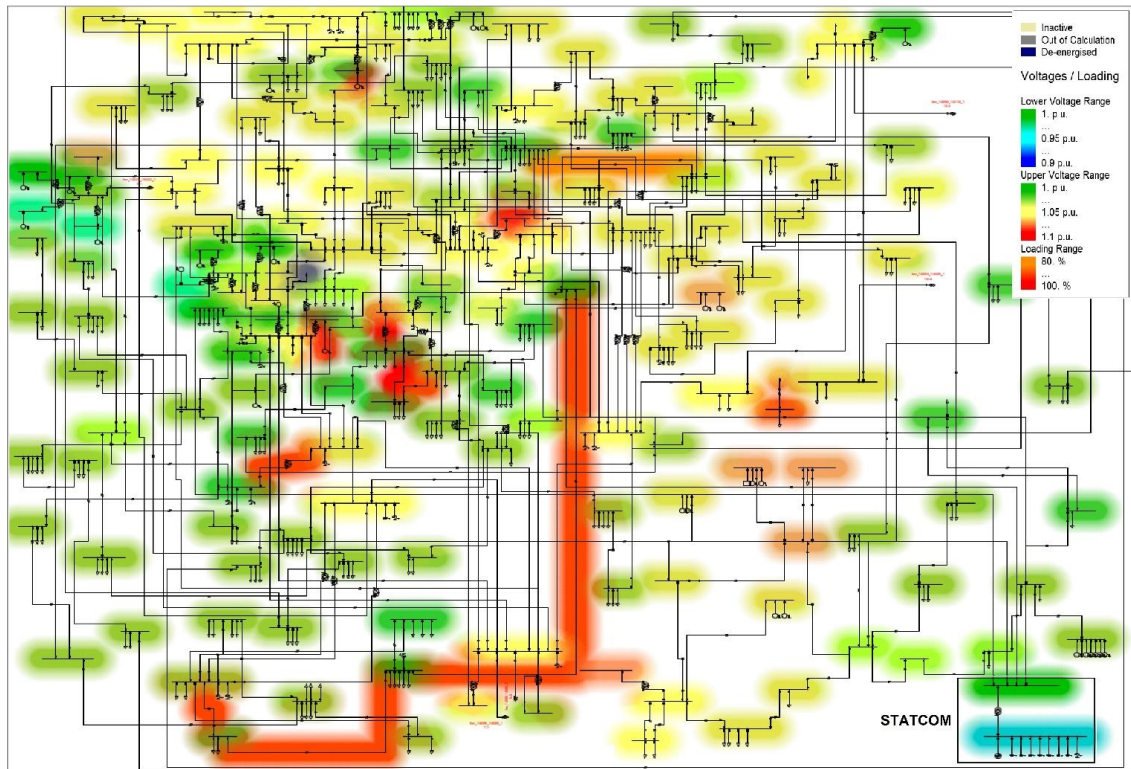


Figura 57. Ilustración de Implementación de STATCOM en red central

Es pues notable, por simple introspección a la Figura 57 el efecto que tiene el dispositivo en la red al ser insertado en puntos específicos, si lo comparamos con el caso base de implantación representado en la Figura 49-B. Nótese que el dispositivo STATCOM se encuentra señalado con un recuadro en la Figura 57, de donde podemos notar que claramente el perfil de tensiones de la red ha mejorado notablemente, más existen líneas de transmisión las cuales han aumentado su porcentaje de utilidad, por lo que algunas de estas incluso sobrepasando el 80% de su capacidad nominal de transporte, esto es debido a que el STATCOM al tener su propia fuente de la cual se basa su funcionamiento estabilizador, hace que los cambios que causa en la red, sean disruptivos en cuanto a los flujos normales que tiene el sistema por defecto, por lo que podemos observar la facilidad con que cuenta un dispositivo STATCOM para mejorar el factor de potencia en una red, más al considerar aquellos puntos los cuales se encuentran conectados a múltiples localizaciones de la misma red, estos cambios repercuten en tales nodos que tienen relación directa a los que se han controlado su nivel de tensión, por lo que en muchos casos los flujos de potencia aumentan en las líneas, por lo que la implantación de un dispositivo de esta naturaleza debe de ser cuidadosamente empleado para poder obtener los mejores beneficios de este.

En la Tabla 22 podemos apreciar el hecho que las pérdidas reactivas a pesar que el STATCOM es un elemento el cual se podría considerar que inyecta directamente potencia reactiva al sistema, esta ha disminuido en comparación al caso base de implantación, específicamente en un 7.5% de menos pérdidas, más las pérdidas en potencia activa han aumentado en un 7% (tales porcentajes son referentes a la red central, los cuales son obtenidos al comparar la Tabla 22 con la Tabla 19), lo que dictamina un panorama el cual podría empezar a verse un tanto más eficiente que el predecesor dispositivo FACTS planteado en este capítulo (El SVC), el cual sacrificaba un

porcentaje más alto en cuanto a las pérdidas para lograr efectos similares. Es pues interesante ver el comportamiento de este dispositivo, y el hecho que se ha obtenido una ganancia en cuanto al estado de la red, bastante bueno en comparación a la inicial que se tenía, esto puede ser también corroborado por la Figura 58, la cual ilustra el perfil de tensión logrado en cada uno de los nodos de la red central, pudiendo de esta manera apreciar el hecho de la magnitud de los cambios a los que se ha sometido la red.

Tabla 22. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados de la optimización a través de implantación de dispositivo FACTS (STATCOM). [Creada a partir del Flujo de Potencia del modelo, con la implantación del STATCOM en red Central]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1135.22	1939.01	-42.22	49.61	-2424.50
2 NORTE	2041.81	-811.10	909.41	-293.57	80.38	-2039.08
3 ESTE	4654.31	-1496.39	3623.10	-141.01	155.96	-2447.08
4 CENTRO	2132.69	416.93	3593.28	-1260.83	82.53	-3766.28
5 SUR	894.75	-1432.02	3145.42	-88.09	38.47	-2914.28
6 PORTUGAL	2605.23	-686.61	2862.03	1025.27	46.09	-1784.93
7 ONE	2398.41	-19.89	2370.19	-50.48	0.78	-831.17
8 FRANCIA	6986.46	-1106.05	3892.35	86.24	147.56	-1051.51
STATCOM Red Central	0.00	-1158.90	0.00	0.00	0.69	43.49
50 LEVANTE	1786.27	-916.77	2877.82	-445.15	46.26	-2157.10
Resumen total de Modelo de Red	25860.94	-8346.01	25212.61	-1209.84	648.33	-19372.44

Existe una peculiaridad en esta tabla si se compara con el resto de las otras, y es el hecho que ya que el STATCOM inyecta a la red directamente una corriente, sin depender del estado en que la red disponga recursos, hace que por ello se pueda cuantificar y segregar de la red la potencia que generar y es usada para estabilizar o controlar los nodos conectados a él; es por ello que podemos notar que la red central no solamente ha disminuido la necesidad de generación de potencia reactiva, sino que la mayoría de la potencia reactiva utilizada para suplir la demanda de la red, es cubierta de igual manera por STATCOM, tal hecho es el que hace que en varios sectores de la red, existan sobrecargas en las líneas de transmisión, en donde estas como ya se mencionó llegan a porcentajes de su capacidad nominal de hasta un 80% o más; tal detalle es un aspecto el cual debe de ser considerado y estudiado antes de tener que implementar este tipo de tecnología dentro de una red, más considerando las bondades que se tienen al hacerlo podemos notar que es un análisis el cual ayuda al sistema de una manera considerable tal como podemos observar en la Figura 58.

A través de la Figura 58 (la cual se complementa con la Imagen U del ANEXO IV) podemos apreciar el comportamiento a lo largo de la mayoría de los nodos de la red central, la cual se encuentran en su totalidad dentro del rango esperado, es decir $\pm 5\%$ de su valor nominal, en donde se puede ver contrastado con los casos base, en donde incluso el comportamiento a lo largo de ciertos puntos es errático.

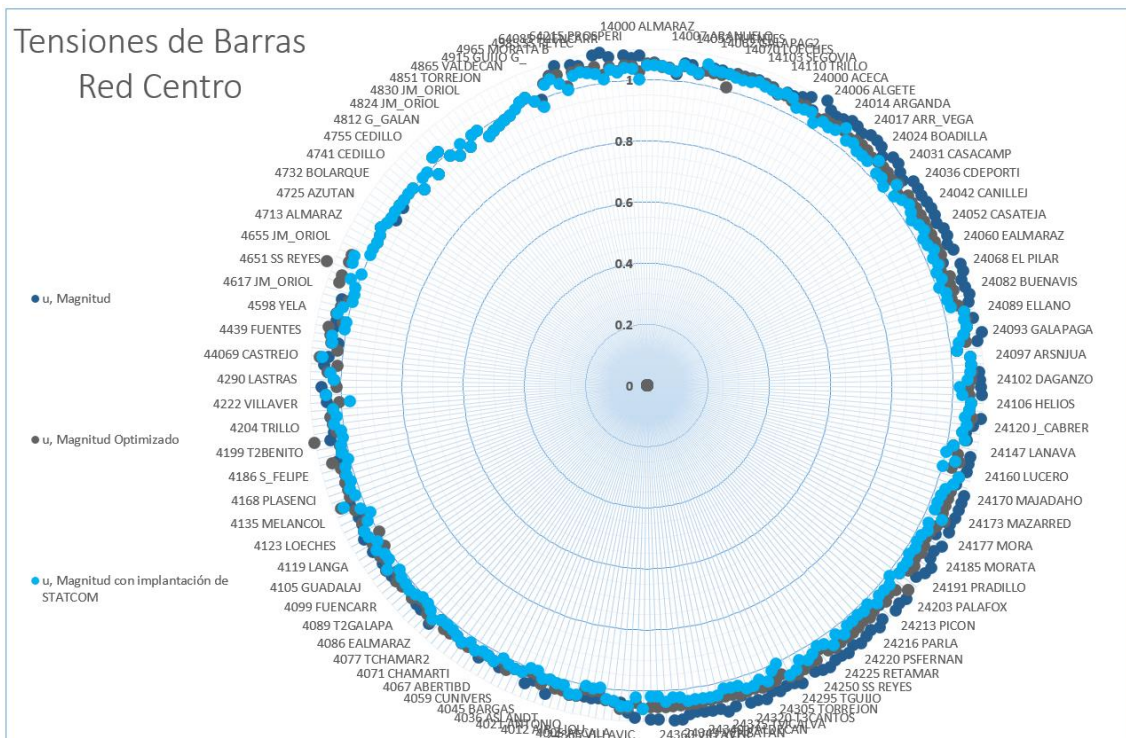


Figura 58. Ilustración de comparativa de niveles de tensión en la Red Central después de la implementación de un STATCOM (puntos azul claro), los resultados se contrastan con el caso inicial (puntos azules) y el caso base de implantación (puntos grises)

Claramente a través de las diversas implementaciones en la red se han ido mejorando los perfiles operativos en estado estable de la red central, y por ende presentan una mejor alternativa para hacer frente a eventualidades no esperadas, esto anteriormente mencionado se analiza a continuación, para verificar si existe un cambio razonable en el comportamiento de la red.

Tales resultados son producto del afinamiento del control electrónico STATCOM, con un valor objetivo de lograr mantener 1 pu en el nodo de derivación del dispositivo FACTS; además este para ello entrega 1024.2 Mvar con una corriente de 2.68 kA.

5.4.1.2.1 Análisis dinámico de modelo con implantación de STATCOM

Ya en la sección predecesora a esta, se menciona la necesidad e importancia de analizar el modelo bajo los cambios realizados ante eventualidades las cuales se analizan en base a la reacción del sistema en el dominio del tiempo, para de esta manera determinar tanto la estabilidad como la robustez de reacción del sistema ante eventualidades no esperadas, dicho análisis toma lugar en la presente sección donde se determinará a través de la implantación de la misma falla la cual se ha conceptualizado anteriormente en las secciones anteriores de este capítulo, esto nos servirá como referencia para determinar si el sistema se comporta de una manera más rápida, y logra mitigar las fallas, ante esto estaremos viendo el comportamiento del sistema ante un escenario N-1, tal y como se ha representado anteriormente, por lo que el sistema es puesto a prueba, para determinar si una falla de tal magnitud hace que el SEP modelado mantenga o pierda su estabilidad.

En la Figura 59 podemos observar el comportamiento de la misma unidad conceptualizada y seguida, la cual se encuentra cercana a la falla, para así poder ver si existe un cambio razonable en su comportamiento a través del hecho de divisar en el dominio del tiempo su reacción.

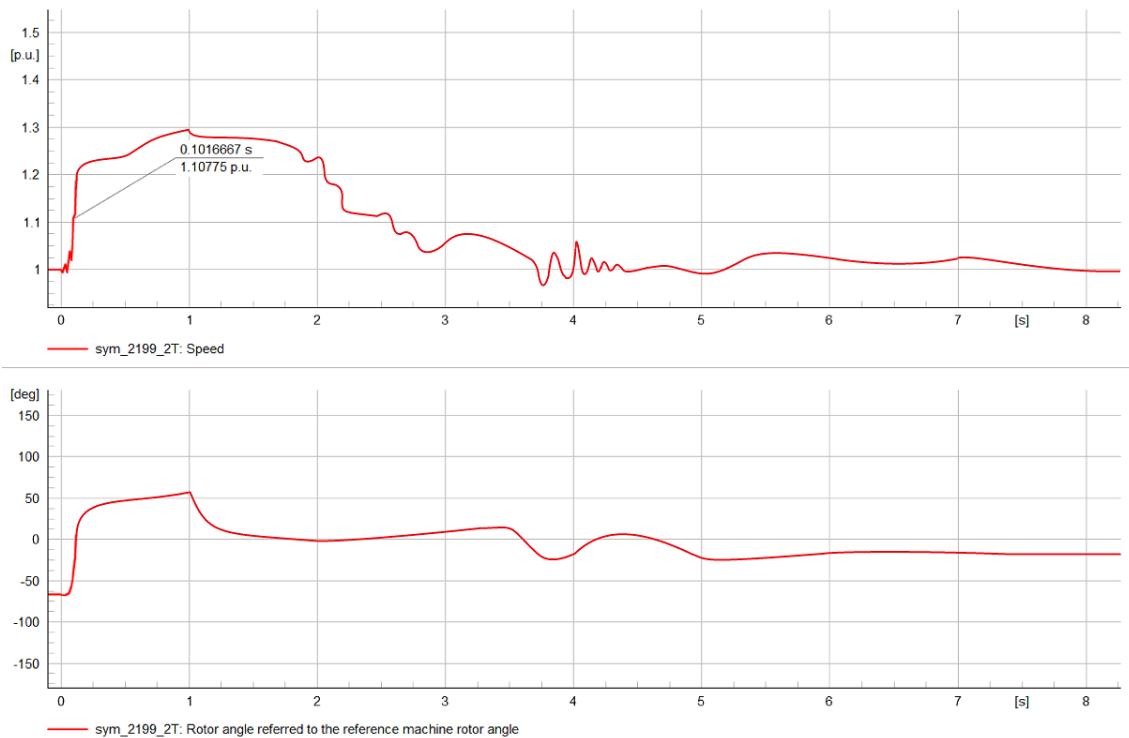


Figura 59. Ilustración de comportamiento en la velocidad del generador sym_2199_2T (gráfico superior), comportamiento angular δ (gráfico inferior).

Claramente la implantación de un dispositivo FACTS de tipo STATCOM ayuda de manera drástica al sistema, tal que al ver el comportamiento de la unidad generadora en cuanto a su velocidad y ángulo, podemos darnos cuenta que no solamente permanece estable, aun cuando se presenta la falla en el sistema, sino que esta, es capaz de recobrar la estabilidad en un tiempo más corto, debido a que en el momento de la falla, el sistema se encuentra en un estado bastante favorable en la mayoría de sus nodos, y muchas de las unidades del sistema se encuentran disponibles para hacer frente a la compensación de potencia la cual deja de fluir durante la falla hasta la red central, para el momento donde la falla es despejada podemos ver que el comportamiento de la unidad cambia para tratar de volver a un estado estable, para finalmente lograrlo tal como vemos el comportamiento en la gráfica.

Dicho lo anterior podemos decir que el sistema es estable a pesar de ser sometido a una falla tal y como se ha planteado.

5.4.1.3 Implementación de UPFC

Llegados a este punto, es claro el enfoque hacia el cual las secciones anteriores se basan, y este es prácticamente el mejoramiento de las condiciones operativas en estado estable de un SEP, haciendo que de esta manera los sistemas sean mucho más seguros, fiables y ante todo estables; más tal atribución de estabilidad al considerar un sistema como la red central la cual se interconecta con otras ocho redes consideradas en este modelo tal como se explica en el capítulo 4.1, donde se hace el primer acercamiento hacia el modelo de la red que se ha estructurado para poder simular lo que pasa en un sistema basado en la topología de la red española, muchas veces se basa en la robustez de las interconexiones con las zonas que tienen mayor capacidad de exportación energética hacia aquellas que consumen o demandan más de lo que producen (tal como el caso de la red Central de nuestro modelo), por lo que estas zonas

exportadoras son las más estables, y se toman como referencia para estabilizar el resto de las redes interconectadas; el dispositivo FACTS UPFC, tal como se menciona en capítulos anteriores y se implementa en el modelo de ejemplificación de este trabajo, tiene como tarea principal efectuar el control del flujo de una línea de transmisión, de manera que se pueda controlar no solamente la dirección del flujo, sino también las proporciones transportadas entre potencia activa y potencia reactiva. Es por ello que en esta sección no tiene sentido hablar de un perfil de tensiones mejorado en una zona en específico como lo puede ser la zona central, sino que se ve la necesidad de analizar la eficiencia y la manejabilidad con la que se puede transportar la energía desde una zona donde incluso la energía es más barata, hasta una zona donde se requiere de tal energía para poder suplir sus necesidades tanto de demanda como operativas.

5.4.1.3.1 Escenario de Implementación de UPFC

Ya habiendo entendido la dirección que se toma al hablar de un UPFC, en donde vemos la necesidad de transporte eficiente como una prioridad, antes de la afección local de una red, esto debido a que al suplir de energía a un sistema a una tasa mayor, las necesidades de estabilización local se pueden controlar de una mejor forma con los elementos ya existentes en ella; más adelante en este trabajo veremos que la tecnología HVDC es una de las que planta cara ante las propuestas técnicas que ofrece el FACTS UPFC y que por consiguiente estas dos tecnologías deben de ser contrastadas para su comparación.

El escenario comprendido para la implantación del UPFC, se centra siempre como prioridad el sistema de la red central, esto quiere decir que la red central sigue siendo el punto de interés en esta y en todas las secciones de este capítulo, más se involucra de una manera directa el sistema de la red de Francia, la cual estableceremos la vía por la que se transmitirá directamente energía entre ambas; entendiéndolo como ya se ha establecido anteriormente en este trabajo que el UPFC puede controlar a disposición los flujos de potencia, haciendo que sea muy atractivo para la implementación entre zonas de transmisión que exportan e importan entre áreas económicas independientes.

Habiendo establecido las zonas involucradas en la implantación tecnológica la siguiente sección desarrolla tal implementación, con la finalidad de poder ver si es beneficioso para el sistema el controlar flujos de potencia entre áreas energéticas para un mejor control y un aumento en la eficiencia durante las transacciones energéticas las cuales están en constante evolución en los SEP existentes. Teniendo presente lo anterior es preciso indicar que no existe un enlace directo entre Francia y la red Central, pues entre estas dos redes su interconexión se da por la red Norte, la cual es donde se ha estado implantando la falla conceptualizada en la ubicación de la misma durante todo este capítulo.

Para efectos de la comprobación de estudio del efecto de un UPFC entre dos áreas de interés directo, podríamos instalar diversos equipos FACTS entre las dos redes, más eso no sería un escenario ni realista, ni práctico, ni mucho menos factible para su implementación en un escenario real. Es por ello que se hace necesario el instalar una línea de transmisión directa (línea hipotética por la que pasará el flujo entre las dos redes), la cual formará parte del caso base, es decir, no se tomará en cuenta como una inversión extra, sino como un elemento previamente existente; por lo que en la sección del análisis tecno-económico se verá el hecho que se considera el costo de la tecnología no de la línea de transmisión para este caso, suponiendo que lo que se realiza es la utilización de una línea previamente existente.

En la Figura 60 podemos apreciar la línea por la cual se instalará el UPFC para controlar el flujo de potencia, determinando por ello a través de la Tabla 23, el resumen de pérdidas que posee la red con este nuevo enlace, el cual se considera una línea de transmisión de una longitud de 542km, por lo que teniendo en cuenta tal distancia se hace preciso utilizar el sistema con el potencial más alto entre las dos redes, es decir de 400kV, para reducir pérdidas en el proceso de transmisión.

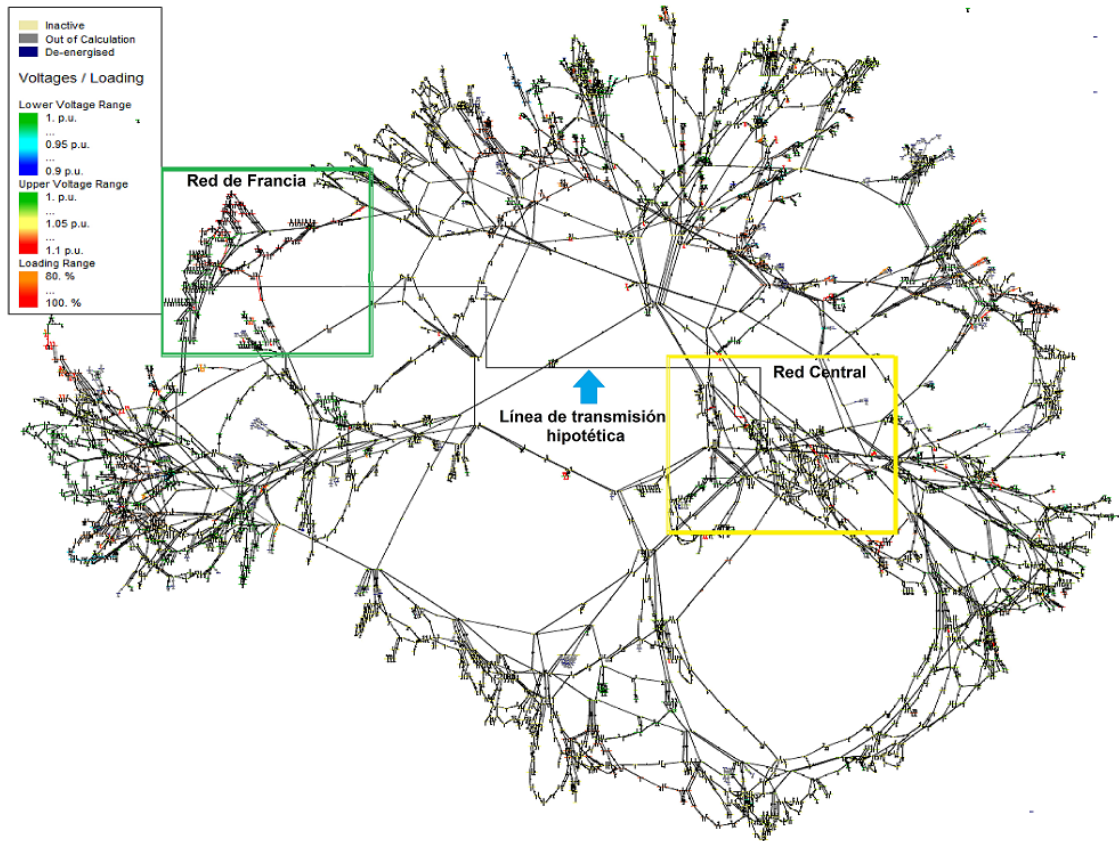


Figura 60. Ilustración de modelo del SEP de España, indicando las red de Francia (recuadro verde) y la red central (recuadro amarillo), entre ellas se encuentra la línea de transmisión implementada.

En la Figura 60 se muestra la red completa que comprende el modelo, con la inclusión de la línea hipotética la cual se destina a unir la red central y la red de Francia, de lo contrario el vínculo o enlace entre ellas no sería directo ni tampoco factible el estar hablando de un dispositivo UPFC entre estas dos zonas energéticas.

Es importante notar el hecho que el enlace de la línea de transmisión registra en pérdidas 33.28MW y 415.97Mvar, lo que conlleva a plantearse si es factible el enlace de tal magnitud entre ambas zonas, teniendo en cuenta que la distancia entre ambas es bastante considerable, otro hecho importante es que la línea de transmisión se encuentra a un 99.2% de su capacidad nominal, en donde se han considerado para el modelo de la línea los valores expuestos a través de la Figura 61, donde se plasma la configuración que posee la línea de transmisión que cumple función de enlace entre las dos redes.

Tabla 23. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados considerando la inclusión de la línea de transmisión entre la Red Central y La red de Francia [Creado a partir de Flujo de Potencia del Modelo con inclusión de enlace inter-area]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1218.01	1939.01	-42.22	48.53	-2442.35
2 NORTE	1917.96	-1159.36	909.41	-293.57	41.58	-2497.69
3 ESTE	4654.31	-1863.33	3623.10	-141.01	114.96	-2807.61
4 CENTRO	2133.67	-494.95	3593.28	-1260.83	74.82	-3722.12
5 SUR	894.75	-1509.02	3145.42	-88.09	39.43	-2909.14
6 PORTUGAL	2605.23	-749.69	2862.03	1025.27	43.36	-1807.60
7 ONE	2398.41	-20.02	2370.19	-50.48	0.78	-831.20
8 FRANCIA	6986.46	-1544.73	3892.35	86.24	89.77	-1738.69
Enlace entre Redes(4-8)	0.00	0.00	0.00	0.00	33.28	415.97
50 LEVANTE	1786.27	-1025.46	2877.82	-445.15	38.94	-2231.19
Resumen total de Modelo de Red	25738.06	-9584.56	25212.61	-1209.84	525.46	-20571.62

Figura 61. Ilustración de la configuración de la línea hipotética con función de enlace entre las dos redes (Francia – Central)

5.4.1.3.2 Implantación tecnológica de UPFC

La implantación de la tecnología de un controlador unificado de flujo de potencia o UPFC por sus siglas en inglés, obedece al hecho del constante cambio en la topología de las redes existentes, y a la demanda de utilizar los sistemas de manera más controlada y eficiente; el UPFC logra combinar las bondades que se requieren de manejabilidad, control y eficiencia en lo que respecta a los sistemas de transmisión en corriente continua; en esta sección se hace la comparativa del sistema, focalizándonos primeramente en la efectividad del manejo y control de los flujos de potencia que se tienen con el UPFC en comparación a la línea de transmisión la

cual transporta un flujo el cual está determinado por las necesidades del sistema y sus capacidades térmicas y eléctricas.

En la Figura 62 podemos apreciar el dispositivo UPFC implantado dentro del enlace, en donde a través del cual es posible controlar el flujo de potencia tanto activa como reactiva, de esta manera se aumenta considerablemente la eficiencia de la línea, además de poder representar un punto clave para poder poseer el control y manejabilidad de las transacciones energéticas que se dan entre regiones, para efectos de este caso, la red central de España con la red de Francia.

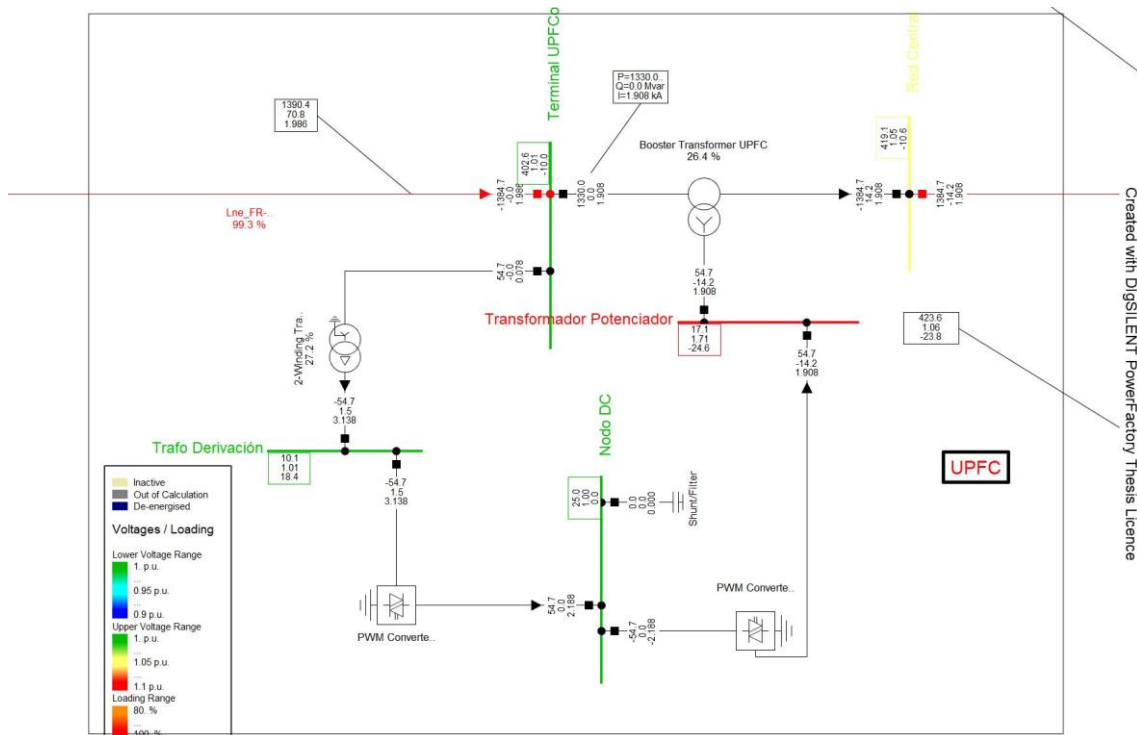


Figura 62. Implantación de UPFC entre las redes (Francia y Red Central de España)

A través de esta imagen es fácil darnos cuenta de diversos aspectos que envuelven el hecho de implantar un dispositivo FACTS en la red, de donde se puede primeramente observar el hecho que es posible llevar al sistema a transmitir la cantidad exacta ya sea de potencia activa o potencia reactiva a conciencia a través de un UPFC, el cual a pesar de ello, necesita ser alimentado de la red ó pudiese estar dispuesto a tener su fuente externa de alimentación, por motivos de practicidad, normalmente se utiliza de manera más regular esta configuración que se ha empleado y figura en la ilustración anteriormente expuesta, en la Figura 63, únicamente se hace la exposición de la capacidad que tiene el dispositivo de estar en un estado donde la línea alcanza casi el 100% de su capacidad, a poderlo limitar a un 75% (este ejemplo se ha hecho únicamente para fines demostrativos de la capacidad de control que posee el dispositivo, más su manejabilidad puede variar para controlar el flujo desde el mínimo hasta el máximo de las capacidades nominales de la línea).

Nótese que en la Tabla 24 se exponen los resultados de la red con la implantación representada en la Figura 62, en donde la cantidad de potencia reactiva que pasa al Booster transformer o transformador potenciador es de 0 Mvar. Esto ha sido posible debido a los controladores electrónicos que posee el UPFC, en donde se ha fijado la cantidad requerida de potencia activa

que debe pasar por esa línea, donde se han fijado 1330 MW con la finalidad que 54.7MW sean inyectados por el flujo que sucede a través del UPFC, normalmente esta potencia o parte de ella es destinada a cargar sistemas de baterías las cuales son conectadas en el enlace DC que posee el dispositivo FACTS, esto se puede ver con mejor detalle en 2.4.2.2, más la finalidad y alcance de este trabajo no se basa en la modelación estricta del UPFC o de cualquier otro dispositivo FACTS, o tecnología en general, sino la implicación de las mismas en el sistema modelado y su impacto en cuanto a la dinámica del sistema.

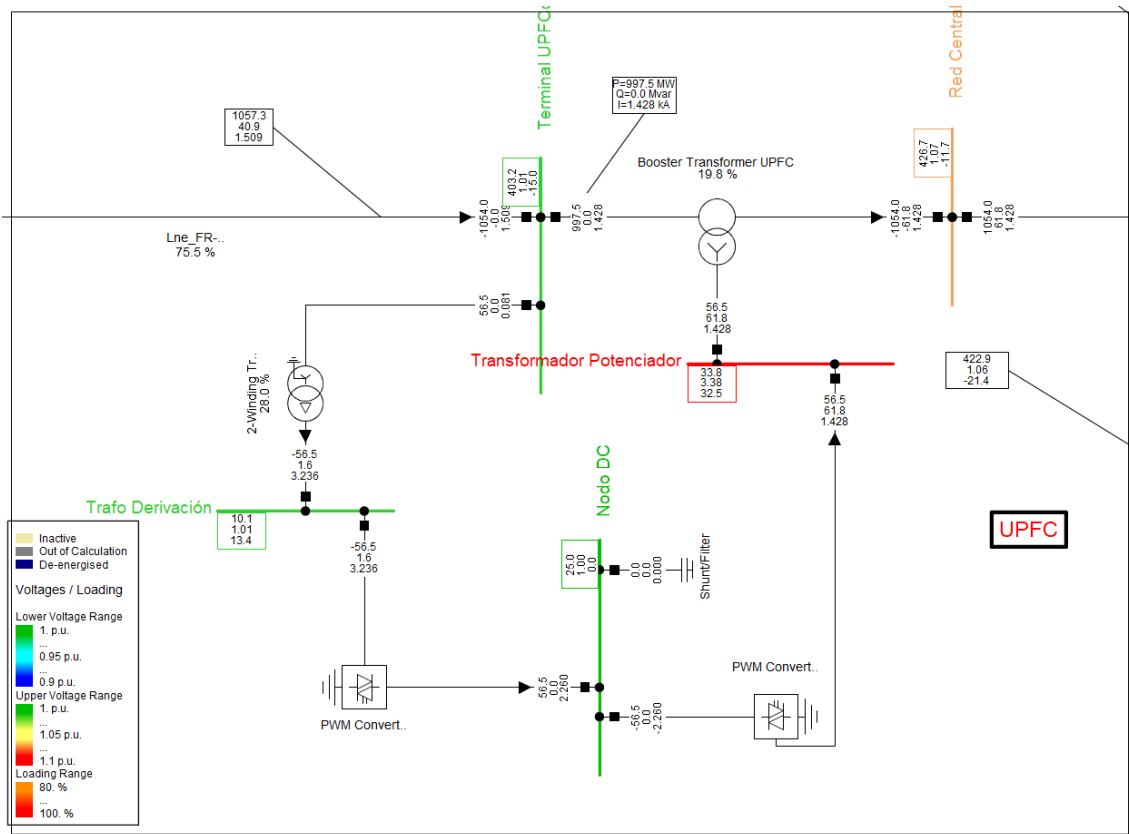


Figura 63. Implantación de UPFC entre las redes (Francia y Red Central de España)/Demostración de control de flujo de potencia limitándolo a un 75.5% de la capacidad de la línea del enlace

En la Figura 63 tal como anteriormente se menciona, se puede observar la facilidad de control con el que dota el UPFC al sistema, esto como ya en capítulos preliminares de este trabajo se expresaba, abre una puerta nueva a muchas posibilidades en cuanto a la manera en que se operan los SEP en la actualidad, incluso el hecho de poder influir en los mercados energéticos de manera determinante a través del control estricto de los flujos de potencia en nuestro sistema; en la Figura 63 se puede apreciar que la línea está a un 75.5% de su capacidad además del hecho de transportar 997.5MW hasta el UPFC, lo cual es exactamente el 75% del flujo que anteriormente se había controlado el cual representaba el 99.3% de la capacidad de transporte del cable, claramente las pérdidas reactivas en el sistema disminuyen notablemente, además de ayudar al sistema a controlar los valores de tensión y aportar una mayor estabilidad al sistema como se verá en la siguiente sección.

En la Figura 64, se muestra la configuración de flujo asociada al nodo (terminal UPFC) a través del controlador electrónico de modulación sinusoidal PWM (Modulación por ancho de pulsos), el cual forma parte de la rama serie del dispositivo, y que también tiene conexión directa con el nodo DC, el cual toma la referencia del nodo modulado para poder inyectar o generar las

condiciones necesarias en el mismo para hacer un intercambio de potencia con la línea, cabe destacar que este PWM y el acoplado en derivación a la línea son alimentados por la misma potencia transmitida a través de la línea.

El controlador PWM en derivación crea las condiciones de tensión y ángulo en el nodo modulado (terminal UPFC), por lo que es capaz de limitar la potencia reactiva que recibe del punto emisor, además de que la alimentación de energía tanto para el módulo en derivación como el módulo serie, se alimentan a través de esta misma rama en paralelo, atravesando el enlace DC, el cual regula a partir de las necesidades que se tengan en el nodo (red Central) la potencia reactiva a generar para que el flujo de potencia pueda ser transmitida de una manera fiable. En la Figura 64, es posible ver el controlador serie el cual permite controlar a disposición el flujo de potencia activa que pasa a través del UPFC (en tal figura podemos apreciar que se limita el flujo de potencia a 997.5MW), en donde tal control obedece a lo que se puede apreciar en la Figura 63.

The image shows a software configuration window for a UPFC series controller. At the top, the 'Control mode' is set to 'P-Q'. Below this, there are several input fields: 'Active power setpoint' is 997.5 MW, 'Reactive power setpoint' is 0 Mvar, 'Prim. frequency bias' is 0 MW/Hz, and 'Orientation' is '+P/Q flow'. There are also dropdown menus for 'Controlled flow', 'External station controller', and 'Ext. secondary controller', all pointing to 'Project\Terminal UPFCo\Cub_1'. A checkbox for 'Consider modulation index limit' is unchecked. A 'Losses' section contains three input fields: 'No-load losses' (0 kW), 'Switching loss factor' (0 kW/A), and 'Resistive loss factor' (0 Ohm). At the bottom, a 'Setpoint for DC load flow' section has 'Active power setpoint' at 997.5 MW and 'Controlled flow' set to 'Project\Terminal UPFCo\Cub_1'.

Figura 64. Controlador PWM de rama en serie del UPFC, limitación de potencia activa en nodo receptor del UPFC

Vemos pues los resultados de la Tabla 24 la cual nos muestra con detalles el resumen de la red completa, pudiendo observar que el hecho de implantar un UPFC en la red, no solamente mejora los aspectos de control y operación del sistema, sino que hablando de las cantidades relacionadas con la línea en donde incide directamente, hace que trabaje de una manera más eficiente dado que centrándonos en lo que es el enlace, este reduce no solamente sus pérdidas reactivas, sino también sus pérdidas de potencia activa; puesto que esta, se transporta de manera más eficiente a través del sistema, haciendo que el sistema de transporte para el caso del enlace, con 5.87% de pérdidas menos en potencia reactiva y una disminución del 6.25% de pérdidas de potencia activa comparando los casos de transporte con la línea sin implementación de UPFC y con la implementación de UPFC, que corresponden a los resúmenes expresados en las Tabla 23 y Tabla 24 respectivamente; tal tecnología nos demuestra que pueden descargarse redes las cuales pudiesen estar sirviendo de paso entre dos áreas grandes, tal y como lo es nuestro caso, al hablar de la red Norte, la cual se encuentra entre las dos redes entre las cuales se planta el enlace con el UPFC.

Tabla 24. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados considerando la inclusión del UPFC controlando el Flujo de potencia al 99.3% de la capacidad de transmisión en la línea entre la Red Central y La red de Francia [Tabla obtenida a través de flujo de carga con la inclusión del UPFC]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1229.88	1939.01	-42.22	48.56	-2442.93
2 NORTE	1916.12	-1182.40	909.41	-293.57	41.61	-2501.35
3 ESTE	4654.31	-1874.18	3623.10	-141.01	114.92	-2808.63
4 CENTRO	2133.67	-563.27	3593.28	-1260.83	75.01	-3744.12
5 SUR	894.75	-1532.60	3145.42	-88.09	39.48	-2909.72
6 PORTUGAL	1786.27	-1057.11	2877.82	-445.15	38.99	-2233.60
7 ONE	2605.23	-762.05	2862.03	1025.27	43.34	-1807.91
8 FRANCIA	2398.41	-20.17	2370.19	-50.48	0.78	-831.23
Enlace entre Redes(4-8)	0	0	0	0	31.20	391.53
50 LEVANTE	6986.46	-1376.84	3892.35	86.24	89.74	-1739.25
Resumen total de Modelo de Red	25736.23	-9598.49	25212.61	-1209.84	523.62	-20536.22

Tanto las pérdidas Reactivas como las pérdidas de potencia activa son reducidas en la línea de transporte debido a la optimización controlada que aporta el dispositivo, en donde las pérdidas de potencia activa en la línea se reducen un 6%, lo que es algo significativo al hablar de las cantidades de energía transportada a largas distancias con un sistema en corriente alterna.

5.4.1.3.3 Análisis dinámico de modelo con implantación de UPFC

Tal y como ya se ha mencionado, la importancia y valor en la implantación de estas tecnologías a partir de un dispositivo FACTS, en especial para uno como lo es el UPFC, son las prestaciones y dotes con los que hace que el sistema puede sobreponerse a eventualidades no deseadas, en secciones anteriores donde se analizan otro tipo de implantaciones tecnológicas a la red, hemos podido ver la reacción que tiene el sistema ante una determinada falla localizada; más en esta sección si bien se expone el sistema a la misma falla, respetando los mismos tiempos de despeje de la falla, lo que nos interesa ver es la reacción del dispositivo, puesto que para este caso es un elemento el cual posee controladores los cuales se pueden cuantificar en tiempo. En la Figura 65 podemos apreciar la manera en que los controladores del UPFC reaccionan al sentir la falla localizada y al despejarla en 100ms después, claramente se puede ver que a pesar de ser una alteración al sistema considerable, pues la línea donde la falla es localizada interconecta la red central con una de las redes intermediarias entre la central y la red de Francia(R.F.), por lo que en este preciso caso, la reacción del sistema es muy diferente a los anteriores, puesto que la red de Francia no sobrecarga la red Norte ni otras para poder suplir energía al sistema (esto se considera de esta manera, puesto que la RF es la que dentro de nuestro modelo exporta una considerable cantidad de energía de acuerdo a la capacidad instalada dentro de la misma.

Podemos pues considerar que esta implementación dentro del sistema, obedece y cumple los estándares de estabilidad, puesto que el sistema a pesar de ser puesto a prueba, se sobrepone a la falla, haciendo que esta al ser despejada, no represente una pérdida de todo el sistema, y

sobre todo no ponga en riesgo la continuidad de la operación, claramente la reacción del sistema a través de esta implantación tecnológica se vuelve mucho más versátil y robusta, al ser comparada con otros casos los cuales ya anteriormente se han discutido en secciones donde se exponen los resultados de los mismos.

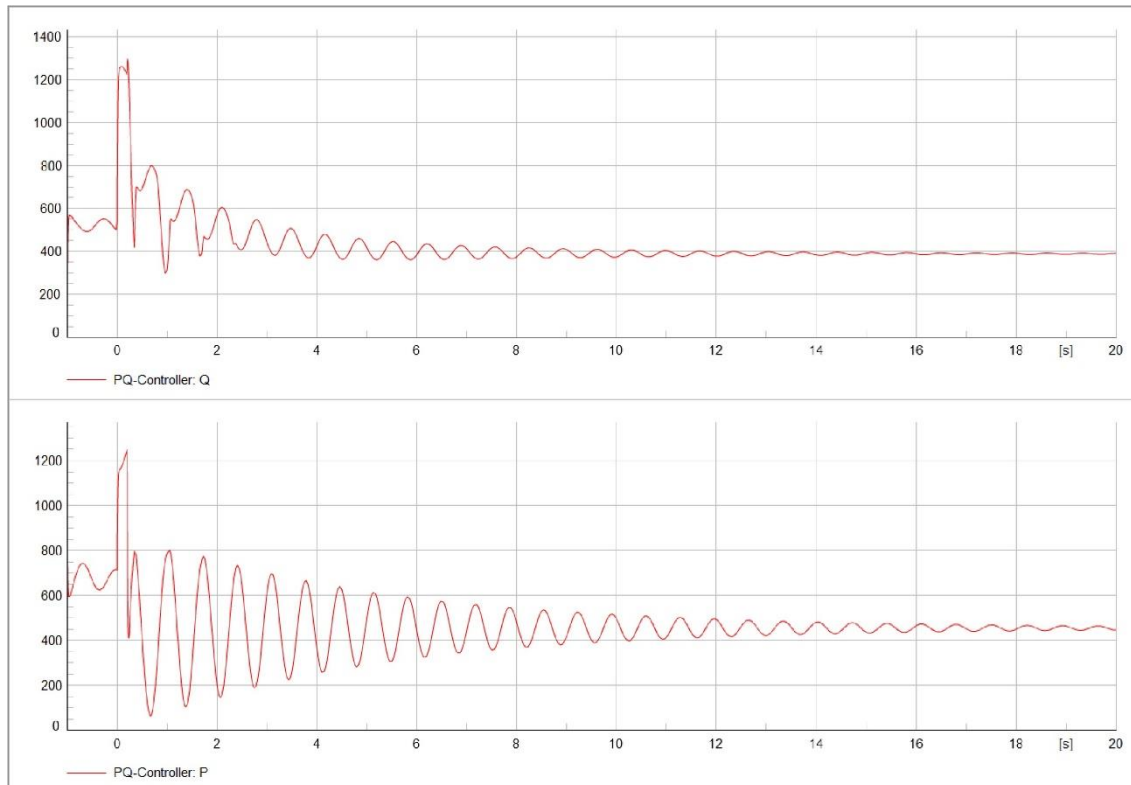


Figura 65. Comportamiento de los controladores de Potencia Activa y Reactiva del UPFC, sobre la línea de enlace entre la red Central y la Red de Francia

En la figura anterior podemos apreciar el comportamiento de los controladores del UPFC en el momento de la falla localizada en el sistema, a lo largo del tiempo es posible apreciar el hecho que el sistema a pesar de ser expuesto a tal falla, sigue siendo estable.

5.5 IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍA HVDC

La implementación de la tecnología basada en enlaces de corriente continua para un modelo de esta naturaleza, en donde se cuenta con áreas las cuales exportan energía y otras que importan la misma, toma sentido en el momento en que las condiciones de la red, obligan a considerar este tipo de tecnologías las cuales pueden ayudar a controlar el flujo de potencia, al igual que poder descargar ciertas zonas a través del direccionamiento controlado de los mismos flujos, siempre teniendo en cuenta las limitantes de la tecnología explicadas en 2.5 y 3.6, donde argumenta y ejemplifica tales aspectos de esta tecnología.

Dicho lo anterior es prudente que tal tecnología no deba de ser confrontada técnicamente, con las implementaciones realizadas en 5.3, pues sus implicaciones son totalmente diferentes y su finalidad de igual forma lo es; más el interés por el que esta tecnología figure en la estructuración formal de esta investigación, es el hecho que dentro de los dispositivos FACTS, la expuesta en 5.4.1.3 la cual trata al UPFC, es una tecnología la cual puede y debe de ser considerada la comparativa entre estas, para poder ver los escenarios más convenientes para el SEP que se

considera optimizar, pues ambas son tecnologías que tienen la capacidad de restringir o de controlar el flujo de potencia a través de una línea, nada más que una tratando una línea de AC y la otra tecnología tratando enlaces DC.

A continuación, la implementación del enlace HVDC dentro del modelo es expuesta, para que este cumpla la misma finalidad que cumple el UPFC en la sección 5.4.1.3. Al igual que en la sección anterior donde se parte del modelo de comparación, el cual se establece en la Figura 60, para este caso puesto que el enlace HVDC se considera para unir los mismos nodos, su comparación es análoga con el caso base de la línea entre ambas redes (francesa y la red central) y el caso de implantación con el UPFC; de esta manera se hace una estricta comparativa entre las bondades de la tecnología en cuanto a sus cualidades de transmisión energética.

La

Tabla 25 nos muestra los valores que adquiere nuestra red al ser implantado el enlace HVDC en los nodos donde se implantó la línea entre ambas redes, por donde se hacen llegar 1300MW al nodo de la red Central; es posible notar el hecho que, al ser una transmisión en corriente continua, muchos de las consideraciones que se tienen en un sistema de corriente alterna, desaparecen por simple concepción del funcionamiento de la tecnología HVDC, la cual se explica en capítulos anteriores a este.

Tabla 25. Resumen Indicativo de Modelo de Red Española con los resultados considerando la inclusión del enlace HVDC con tecnología LCC (Line Commutated Converter por sus siglas en inglés) controlando el Flujo de potencia que se transmite entre la Red Central y La red de Francia.[Obtención de tabla a través de flujo de potencia en el modelo con la implementación del enlace HVDC con tecnología LCC]

Redes Conformantes	Generación, Potencia Activa	Generación, Potencia Reactiva	Carga Utilizada (Potencia Activa)	Carga Utilizada (Potencia Reactiva)	Pérdidas (Potencia Activa)	Pérdidas (Potencia Reactiva)
	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
1 NOROESTE	2361.00	-1220.40	1939.01	-42.22	48.56	-2442.22
2 NORTE	1945.33	-1148.80	909.41	-293.57	42.44	-2471.76
3 ESTE	4654.31	-1861.19	3623.10	-141.01	115.68	-2801.21
4 CENTRO	2133.67	-518.15	3593.28	-1260.83	75.19	-3727.73
5 SUR	894.75	-1517.19	3145.42	-88.09	39.42	-2909.52
6 PORTUGAL	1786.27	-1034.44	2877.82	-445.15	39.08	-2230.82
7 ONE	2605.23	-749.24	2862.03	1025.27	43.53	-1806.46
8 FRANCIA	2398.41	-20.07	2370.19	-50.48	0.78	-831.21
Enlace HVDC entre Redes (4-8)	0.00	0.00	0.00	0.00	57.96	0.00
50 LEVANTE	6986.46	-1278.28	3892.35	86.24	90.19	-1733.10
Resumen total de Modelo de Red	25765.43	-9347.75	25212.61	-1209.84	552.82	-20954.03

Las consideraciones del Enlace HVDC en cuanto a sus especificaciones técnicas, han sido pensadas de acuerdo a los límites que se tenían con los sistemas en AC, dando como resultado el pensar en un enlace con las siguientes especificaciones:

Nivel Operativo de los Convertidores en el lado DC → 540kV-DC

Nivel Operativo de los Convertidores en el lado AC → 400kV-AC

Capacidad Máxima de transporte de Potencia → 1500MW

Es importante notar el hecho que las pérdidas asociadas al Enlace HVDC, únicamente son de potencia activa, esto es debido a que la tecnología DC se basa en el transporte de la potencia activa en corriente continua, donde no existe la alternación de la corriente, ni elementos que los afecte los fenómenos frecuenciales, esto gracias a sus equipos de conversión y filtrado ya expuestos en el capítulo 2.5 Enlaces HVDC, podemos ver pues, gracias a este detalle que comparado con el caso base de transporte basado en la línea entre las dos redes, el sistema HVDC si bien es cierto que hablando de potencia activa, la simulación nos ha dado unas pérdidas de un 42% más en potencia activa, mientras que una reducción del 100% en las pérdidas reactivas (en consideración al enlace).

El enlace opera el potencial DC a 540kV DC, esto considerando la modelación de la tecnología LCC, la cual en consideración de los nodos los cuales son de 400kV-AC, sus equipos de conversión cumplen con la ecuación 21, la cual denota el límite máximo operativo del enlace en relación a los puntos de conexión con el sistema en AC.

Considerando lo anterior es preciso mencionar que aun tomando en cuenta tales pérdidas de potencia activa, teóricamente la eficiencia en cuanto a las pérdidas que representa la parte reactiva de la línea para poder transportar la energía entre estos dos nodos, el enlace HVDC supera a las opciones tanto de la línea como de la implantación del UPFC en la misma con una eficiencia del 100% en este aspecto; considerando pues que en un sistema de AC la parte Reactiva de la potencia aparente transmitida es la que representa mayores pérdidas en el proceso, se considera que el enlace HVDC en este aspecto es superior, además de estar pensado para poder transportar entre los dos puntos 1500MW.

El enlace HVDC, es una tecnología la cual puede ofrecer facilidades de control y manejo de la potencia transmitida a una escala muy superior a los sistema que trabajan en AC, esto la planta en un lugar muy privilegiado al considerar la operatividad de los sistemas y la flexibilidad con la que deben contar los mismos, pues el enlace HVDC para casos de transmisión inter-áreas cumple con mayor facilidad el control de tensión entre ambos sistemas, en los puntos donde este se conecte, lo que favorece muchas veces la tecnología al ser comparada con otras.

5.5.1 Análisis dinámico de modelo con implantación de HVDC

Es importante ver el comportamiento que sufre la red al ser expuesto a la misma falla la cual se ha venido simulando a lo largo de todo este capítulo, bajo las mismas condiciones, con la diferencia de que en este caso el sistema cuenta con una implantación de un enlace HVDC en la red Central, el cual puede hacer funciones estabilizadoras en ambos extremos del enlace, gracias a sus controladores los cuales tienen como tarea el mantener un rango operativo en cuanto a las tensiones que manejan y el control de flujo de potencia.

Más como veremos a continuación es muy interesante observar que el comportamiento en el enlace DC, no participa acorde al comportamiento que han tenido los elementos e implantaciones anteriores, esto hace que la estabilidad del mismo, sea y aporte mayor soporte al sistema durante fallas o eventos transitorios dentro del mismo, puesto que mientras exista una alimentación de la misma en un punto i y una carga en el punto j, el comportamiento del sistema tratará de mantener los mismos valores con los que se ha destinado a transmitir de una área energética a otra, esto hace que una falla, si ambos sistemas están aislados, y únicamente

comparten el enlace a través de este tipo de tecnología, las fallas sean o afecten únicamente al área donde esta se produjo, por lo que los controladores pudiesen aportar indirectamente durante una falla, apoyo en el control de tensión y mantener la alimentación del sistema. En la Figura 66 podemos apreciar este fenómeno de una manera gráfica.

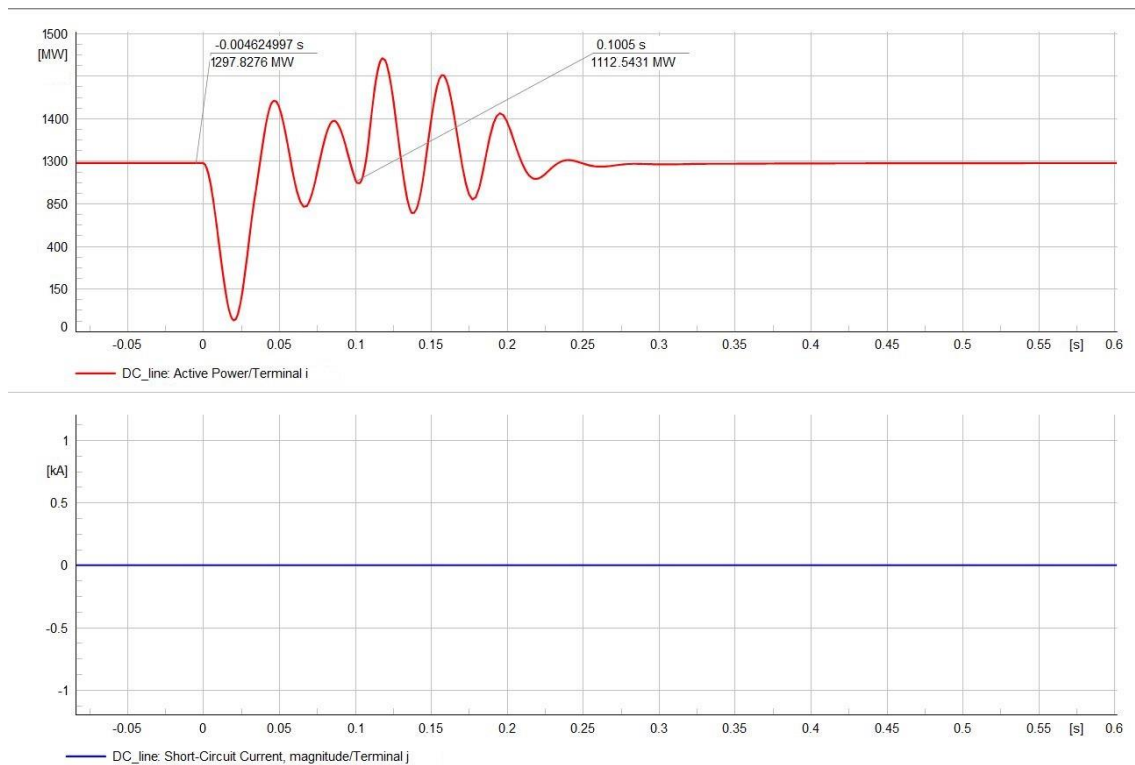


Figura 66. Comportamiento de Enlace HVDC entre red francesa y Red Central del Modelo de SEP Español

En la Figura 66, se expone directamente el comportamiento que tiene el enlace, en cuanto a las distorsiones de Potencia Activa antes, durante y post falla (Gráfico superior de Figura 66), en donde podemos notar que en el momento de producirse la falla, si bien es cierto que el comportamiento de potencia activa varía hasta niveles muy por debajo de los que se transmiten previo a la falla, el alcanzar nuevamente su estabilidad posteriormente a los 100ms. En donde se despeja la misma, es fácilmente alcanzable por el sistema, además de ello podemos apreciar que en el gráfico inferior de la Figura 66 la corriente de corto circuito que viaja a través del resto de los elementos de la red, no logra percibirse dentro de lo que corresponde a la parte DC del enlace, esto hace que el sistema pueda recuperarse de una manera más rápida que en casos anteriores, pues el hecho de poder externamente a través de un elemento existente en el sistema poder aportar estabilidad en ambos extremos del enlace dadas las condiciones operativas del sistema, hace que tal implantación no solamente haga más flexible la transmisión, sino que también haga más robusto el sistema ante eventualidades de naturaleza o fallas.

Es posible notar el hecho que a pesar de la falla, el lado DC del convertidor (curva roja de la Figura 67) trata de mantener el punto operativo al cual ha sido programado a mantener en estado normal, recordando el hecho que tal convertidor, inicialmente crea las condiciones necesarias para que en el lado de AC, es decir en la red Central, se lleve a 1pu de tensión en el nodo; esto al ser expuesto a la falla podemos notar que en el lado de AC (curva verde de Figura 67) la tensión

sube a 1.5pu, para seguidamente bajar a 1.4pu, el cual es un valor mucho más razonable y aceptable dentro del rango operativo del sistema, el cual se ha plasmado desde un inicio un rango de $\pm 5\%$ de su tensión nominal en cada uno de los nodos del sistema.

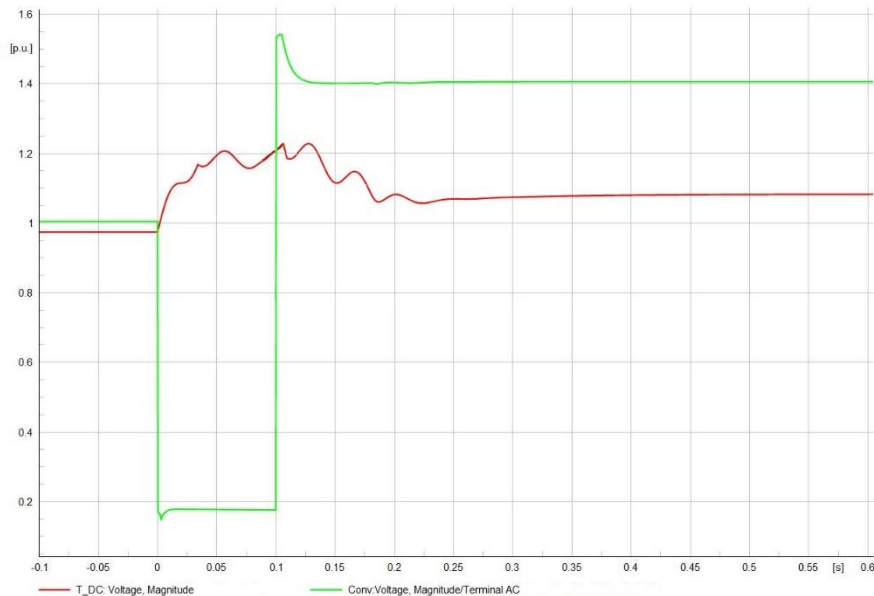


Figura 67. Comportamiento de Tensión en el lado j del enlace (Inversor) tanto en el lado AC (curva verde) como en el lado DC (curva roja) de Enlace HVDC entre red francesa y Red Central del Modelo de SEP Español

5.6 ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO DE IMPLEMENTACIONES

Ya en las secciones anteriores, pudimos ver los distintos beneficios que nos brindan las diversas opciones con las que, dotando al sistema, obteníamos unos u otros resultados; esta sección se focaliza en hacer una evaluación estrictamente económica de lo que representa de manera general la implantación de estas tecnologías dentro del sistema; por lo que las fuentes las cuales se han consultado para elaborar esta sección, pudiesen dejar de ser válidas.

Partiendo del hecho que los valores considerados, son constantemente variables de acuerdo a la evolución de los mercados y desarrollo de la tecnología, hace que esta sección únicamente sea representativa para el tiempo de presentación de este trabajo, dado lo anterior, no puede tomarse como una estimación de análisis específico de tasación de valor para estas tecnologías en futuros trabajos.

Un análisis económico durante el proceso de análisis de implementaciones tecnológicas y operativas dentro de un SEP, puede ayudar a evaluar de una manera más tangible la factibilidad financiera que posee cada variación establecida a lo largo del análisis técnico que se desarrolla en el presente capítulo, esto pues tiene como objetivo el ser clave para lograr los resultados no solamente técnicos, sino económicos, para de esta manera aumentar la probabilidad de beneficios sobre las decisiones que pudiesen ser tomadas al momento de considerar fuertes inversiones en el mejoramiento y optimización de un sistema en general, además de concretar si a pesar de los múltiples beneficios que cada opción pudiese aportar al sistema, también especifica la viabilidad de las distintas opciones; esto incide directamente a la posibilidad de poder implementar las opciones presentadas, pues considerando que las tasas de interés conservan una alta volatilidad o son características de los niveles de inflación de un país, tal

análisis dota de realismo y cautela para tomar la decisión que se adecúe tanto a las necesidades que tenga el sistema, así como a las posibilidades que se presten a invertir en dichos cambios.

En todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas y equipos, es balanceado contra la confiabilidad que estos sistemas deben tener; de hecho, la confiabilidad de los sistemas está dictada por los requerimientos de cargas, de manera que los arreglos de los equipos y las características de los mismos, estos deben de estar en concordancia con la confiabilidad deseada para el sistema.

Por ello, a continuación, se detallan los costos que cada una de las opciones analizadas anteriormente implicarían en su implementación directa al sistema modelado. Cabe resaltar que los costos reunidos para el desarrollo de esta sección han sido recopilados de fuentes directas de catálogos de [91] para el costo y estimación de equipos y de [92] para la estimación del coste energético junto a [93].

En la Tabla 26 podemos apreciar los extractos simplificados de los costos que simbolizaría el implementar el análisis hecho en 5.3, en donde se tratan los métodos convencionales, para crear un sistema que responda y presente mejores valores operativos que el caso base.

Tabla 26. Resumen de Costos de Equipamiento para implementación de método convencional

Implementación de Mejoras Convencionales				
<i>Nombre</i>	Código de Elemento	Especificación de Elemento	Cantidad	Costo (€)
LÍNEA	lne_24160_24300_1	20km	2	174,000,000.00 €
	lne_24160_64365_1	10km	1	87,000,000.00 €
	lne_24234_64085_1	30km	1	261,000,000.00 €
	lne_24085_24234_2	30km	1	261,000,000.00 €
	lne_24024_24365_1	10km	1	87,000,000.00 €
	lne_24170_24365_1	12km	1	104,400,000.00 €
	lne_24204_24368_1	30km	1	261,000,000.00 €
TRANSFORMADOR	trf_14120_24365_3	600MVA 400/220kV	1	5,015,329.20€
	trf_14052_64085_1	600MVA 400/220kV	1	5,015,329.20€
	trf_14065_4290_3	400MVA 400/131kV	1	3,343,552.80 €
Compensador Estático	Reactor Inductivo	50Mvar	31	12,956,267.1 €
	Banco de Capacitor	100Mvar	2	1,671,776.40 €
Compensador Síncrono	tsym_Comp	50MVA	1	3,500,000.00 €
			Total=	1,266,902,254.70 €

Dada la Tabla 26, se hace necesario es indicar las fuentes bajo las cuales se estimaron los costos por equipo que figuran en la misma, teniendo que para las líneas las cuales son de 220kV, su costo se tazó en 1,450.00 €/metro tal como [89] estipula como media para conductores de esta tensión, además de considerar a compañías de fabricantes de transformadores y equipos de compensación reactiva como [94], teniendo en cuenta cotizaciones de empresas ante proyectos reales de instalación de transformadores como [95]; con respecto a la fuente de donde se

extrajo el precio del generador, se consultó a ABB [82] y Wartsila[73] (compañías las cuales trabajan directamente en la construcción y diseño de plantas).

Cabe mencionar que tal costo es únicamente de los equipos involucrados en tal acercamiento, pues los análisis de naturaleza operacional, tales como el ajustar tanto los transformadores de la red al tap ideal para un mejor control de la red, y la adecuación de generación que se hizo, no figura como parte de tal listado en la Tabla 26, pues se considera que tales cambios son a un nivel operativo, y con los elementos de la red ya existentes, por lo que no entraría en un costo de equipos, más en un caso real, ciertos contratos con plantas debiesen de modificarse o incluso coordinar con todas las entidades de la red para poder hacer tales cambios masivos y representativos en la red.

En la Tabla 27 y Tabla 28 se exponen de igual manera los costos de las implementaciones tanto de los dispositivos FACTS y del enlace HVDC, en donde se pueden hacer comparativas directas con los costos que representa la instalación de dichos equipos a la red. Donde la información para aproximar los costos de estas tecnologías fue tomado de diversas fuentes, tales como [96] para elementos como el STATCOM, SVC y UPFC, además de este último consultarlo a través de conferencias energéticas como [97]; para el caso del enlace HVDC, se consultaron los registros del enlace británico entre HUNTERSTON y DEESIDE[98].

Finalmente se obtienen los siguientes costos plasmados a continuación:

Tabla 27. Resumen de costo de implementación de dispositivos FACTS SVC y STATCOM

Implementación de Dispositivos FACTS	
Elemento	Costos Totales de Equipo
SVC	400,950,000.00 €
STATCOM	780,500,000.00 €

Tabla 28. Resumen de costo de implementación de dispositivo FACTS UPFC y Enlace HVDC

Implementación de Optimización de Transporte a gran Distancia	
Elemento	Costo
UPFC	1,191,605,633.88 €
HVDC	1,451,646,662.00 €

Tales consideraciones están exentas de la consideración de obra civil, esto con el motivo de no interferir en cuanto a los costos directos asociados con la tecnología, y la estimación directa de amortización de inversión tecnológica que se supondría para la implementación de cualquiera de las opciones anteriormente plasmadas; entendiéndose pues que al ser sumas considerablemente cuantiosas, se debe tener mucho cuidado a la hora de considerar una tecnología u otra, para poder analizarlas de acuerdo a las bondades que las mismas ofrecen y representan para el sistema.

Naturalmente, es necesario realizar un análisis para determinar qué tan beneficiosa es la implementación de forma general para el sistema; por lo que en un SEP no existe una forma más general que cuantificando las reducciones de pérdidas en el sistema. Para efectos de considerar estas reducciones de pérdidas, se analizan los datos de pérdidas en la red central, para determinar, que tan beneficiosa puede ser la implantación tecnológica; por lo que en la Tabla 29

podemos observar de una manera porcentual el comportamiento de la red central por cada uno de los casos considerados, siendo comparados con el caso base. (Es decir, se comparan los valores de la Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22, Tabla 24 y Tabla 25 versus la Tabla 19 que es el caso base).

Tabla 29. Resumen de valores porcentuales de pérdidas en potencia activa y reactiva en la red central dada la tecnología analizada.

Reducción de Pérdidas en la red Central Por implementación de Tecnología [Caso Implementación vs caso Base]		
Tecnología	Potencia Activa (%)	Potencia Reactiva (%)
Tradicional	-9.15%	8.16%
SVC	-12.61%	11.46%
STATCOM	-7.69%	7.52%
UPFC	2.13%	8.06%
HVDC	1.89%	8.47%

La tabla anterior se interpreta apreciando el hecho que todas las tecnologías cumplen con la tarea de reducción de pérdidas de potencia reactiva dentro de la red central (signo positivo en esta tabla, representa una reducción de pérdidas, signo negativo representa un aumento de pérdidas), más el precio que se debió de pagar por una reducción notable en cuanto a la potencia reactiva, es un aumento igual de considerable en las pérdidas de potencia activa, exceptuando los casos de UPFC y HVDC; por lo que se hace preciso el analizar la afección general que tienen estas consideraciones tecnológicas a un nivel global del modelo, y no solamente considerando la red central, que es donde están implantadas, (Exceptuando el UPFC y HVDC las cuales se orientan a una interconexión entre dos redes del modelo).

En la Tabla 30, en la columna de Porcentaje de reducción es posible apreciar el impacto que tienen cada una de las tecnologías implantadas, a un nivel global del modelo (En esta ocasión no se limita solo a considerar su efecto sobre la red central, sino que considera su efecto sobre todo el modelo; estos porcentajes son obtenidos de la consideración del impacto de cada una de las tecnologías sobre la red a través de la Tabla 20, Tabla 21, Tabla 22 y del mismo modo la Tabla 24, Tabla 25 en la Tabla 31, estas contrastadas con la Tabla 18, la cual es la red original sin efectuar ningún cambio en ella).

Por lo que en la Tabla 30 y Tabla 31, podemos apreciar el porcentaje de reducción de pérdidas de potencia activa que significa la implantación de cada una de las tecnologías consideradas en este trabajo, en donde se han segregado los elementos UPFC y HVDC debido a lo explicado en sus respectivas secciones de implantación, en donde su finalidad es similar entre ellas, más difiere del resto de las tecnologías mostradas en la Tabla 27 y Tabla 30; podemos apreciar que dentro de este apartado las tecnologías se analizan de una forma más tangible en un plano de posibilidades económicas, debido a que se plasman los costos de las mismas y en la Tabla 30 y Tabla 31, además se muestran sus atributos expresados en esta ocasión como dividendos económicos en vez de plasmar sus resúmenes de reducción de pérdidas en cantidades eléctricas tal y como se venía desarrollando anteriormente en el presente capítulo.

Los euros ahorrados por año son obtenidos a partir de la representación en potencia de tal porcentaje al asociarlo con el valor absoluto de pérdidas de potencia en la Tabla 18, donde a partir de ello es calculado de manera lineal la energía energía anual ahorrada, para seguidamente considerar el valor de 126.73€/MWh [92].

Tabla 30. Resumen de ahorro dada la implantación tecnológica

Reducción de Pérdidas de Potencia Activa Por Tecnología		
Implementación Tecnológica	Porcentaje de Reducción	€ ahorrados/Año
Convencional	3.71%	27,767,696.76 €
SVC	-35.29%	-263,892,788.21 €
STATCOM	3.74%	27,978,787.36 €

La Tabla 31, nos muestra en su primera parte una analogía a lo anteriormente visto en la Tabla 30; en su segunda parte, considera también la energía que transporta de un área a otra, puesto que es un elemento que conecta a través de sus dos extremos, dos áreas distintas (en este caso, la red de Francia y la red Central), por lo que en la primera columna, describe los costos anuales de la energía transmitida sin la existencia del enlace, es decir, bajo los costos que describe [92], puesto que en la segunda columna, se describen los costos anuales de la energía transportada a través del enlace con UPFC y HVDC respectivamente, por lo que esta energía se considera a una tasa distinta que la anterior, puesto que los costos de la red francesa son de 83.16€/MWh según [93]; finalmente estas cantidades son substraídas entre sí, para darnos un total de € ahorrados anuales, por lo que al considerar este subtotal con el total de ahorro por su simple implementación, obtenemos los totales finales de ahorro para ambas tecnologías.

Tabla 31. Resumen de ahorro dada la implantación tecnológica del UPFC y HVDC (Tecnología de Transmisión Eficiente)

Reducción de Pérdidas de Potencia Activa y Consideración de Diversificación de Costo de Producción			
Implementación Tecnológica	Porcentaje de Reducción		€ ahorrados/Año
UPFC	22.26%		166,427,080.59 €
HVDC	17.92%		134,004,787.63 €
Transmisión Entre Red de Francia y la Red Central			
Implementación Tecnológica	Sin Enlace	Con Enlace	€ Ahorrados/año
UPFC	1,443,201,240.00 €	947,026,080.00 €	496,175,160.00 €
HVDC	1,665,232,200.00 €	1,092,722,400.00 €	572,509,800.00 €
	Total € Ahorrados/Año en UPFC=		662,602,240.59 €
	Total € Ahorrados/Año en HVDC=		706,514,587.63 €

El analizar las tablas anteriores es sumamente interesante, pues nos damos cuenta que especialmente con el SVC, no se tiene ningún ahorro visto desde la parte de pérdidas en potencia activa, más esto toma sentido, pues el SVC implantado es un elemento el cual para poder cumplir sus funciones, toma parte de la energía de la misma red para poder estabilizar la tensión a los nodos designados, por lo que el análisis en este sentido únicamente toma sentido al hacer la comparativa tomando en cuenta las pérdidas reactivas, en donde para efectos de comparación, el SVC en este campo supera a la mayoría de los elementos plasmados en este trabajo, teniendo una disminución de un 4.87% de pérdidas reactivas (comparando los valores de pérdidas reactivas totales del sistema de la Tabla 21 con Tabla 18) en comparación al caso preliminar del presente estudio, lo cual nos indica que es posible compararlo teniendo las tasaciones que la red concesiona para la compensación reactiva.

Por otro lado, es interesante poder apreciar que haciendo un cálculo rápido, y debido a que los ahorros anuales representan un porcentaje considerable de la inversión inicial de las distintas tecnologías, se hace factible el poder hacer una estimación sencilla de la tasa interna de retorno, tal como se puede apreciar en la Tabla 32. Esta tabla se obtiene de relacionar los costos totales, tanto de la Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28 con la tabla Tabla 30 y Tabla 31. Más es necesario el poder analizar de una manera más profunda la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) del presente análisis.

Tabla 32. Resumen de Tiempo de retorno de la inversión dada la tecnología implantada

Tecnología	Tiempo de Retorno Simple (años)
Convencional	45.63
STATCOM	27.90
UPFC	1.80
HVDC	2.05

Para efectos de complementar el análisis, se establecen los datos siguientes que se muestran en Tabla 33, los cuales son obtenidos de [99], con el propósito de que sean lo más apegados a la realidad actual, teniendo en cuenta una vida media mínima de los equipos de aproximadamente 30 años.

Tabla 33. índices porcentuales de interés e inflación[99]

Indicadores Económicos	
Tasa de Interés de Mercado	4.0%
Inflación	2.6%
Tasa de Interés de Préstamo	4.5%

Teniendo en cuenta lo anterior, y calculando a través de:

$$VAN = F_a \frac{1}{d - i} \left(1 - \left(\frac{1 + i}{1 + d} \right)^n \right) \quad (22)$$

Donde:

VAN → Valor Actual Neto

F_a → Flujo Anual

d → Tasa de descuento del mercado

i → índice de inflación

Obteniendo los siguientes valores plasmados en Tabla 34, los cuales son obtenidos a partir de (22) en relación con los valores obtenidos de Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 33.

Tabla 34. Valores actuales netos por tecnología implantada, dados los ahorros que suponen al sistema.

Valores actuales Netos (VAN) de Ahorros por implantación de tecnología	
Convencional	662,620,881.84 €
SVC	- 6,297,276,780.81 €
STATCOM	667,658,139.52 €
UPFC	15,811,685,240.99 €
HVDC	16,859,566,106.72 €

Suponiendo que se tiene el capital para invertir en las tecnologías dados los totales de la Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28; estaríamos hablando que tales valores, serían nuestros valores actuales netos de inversión para la implantación de dichas opciones tecnológicas; de otro modo, es decir, si dicho capital tuviese que provenir de una entidad de préstamos de capital, tendríamos que analizar el valor actual neto del coste de cada tecnología, la cual estaría sujeta a una tasa de interés propuesta por tal entidad a lo largo de lo que dure el endeudamiento. Dicho análisis es tomado en cuenta, resultando lo que expone la Tabla 35, en donde se plasman el VAN del coste de cada una de las tecnologías consideradas.

Tabla 35. Pagos Anuales a Institución prestamista y VAN de pagos, por cada una de las tecnologías

Valores actuales Netos (VAN) de Coste por implantación de tecnología (Fondos Adquiridos por Préstamo)		
Tecnología	Pagos Anuales Al Banco	VAN de Pagos Bancarios
Convencional	77,777,084.13 €	1,344,923,928.81 €
SVC	24,614,939.13 €	425,642,347.12 €
STATCOM	47,916,099.24 €	828,566,783.70 €
UPFC	73,154,508.40 €	1,264,990,195.39 €
HVDC	89,118,828.34 €	1,541,045,747.34 €

En la Tabla 35, podemos apreciar los pagos anuales al banco en donde se tiene en consideración la tasa de préstamo obtenida por [99] y plasmada en la Tabla 33; seguidamente vemos que se obtiene el VAN de dichos pagos, a partir de los pagos anuales al banco, entendiendo que en tal análisis el banco financiaría totalmente el proyecto.

Tales valores se derivan de la utilización de la ecuación (22), la primera utilizando los datos de interés bancario y obviando para ambos casos la inflación, pues se considera que serán cuotas fijas de pago al acreedor del título de deuda, la segunda con la tasa de interés de mercado utilizando como el flujo anual, los valores de pago bancario. Así relacionando la Tabla 34 y Tabla 35 obtenemos los valores totales de VAN para cada una de las propuestas tecnológicas a través de la Tabla 36.

Analizando los resultados de dicha tabla, vemos que de acuerdo al criterio de análisis del VAN, las propuestas que serían factibles desde un plano económico, serían las tecnologías UPFC y HVDC, entendiendo el alcance de las mismas a la hora de ser implantado dentro de un SEP.

Tabla 36. Valores Actuales Netos de Proyecto

VAN de Propuestas Tecnológicas	
Tecnología	Valores Actuales Netos
Convencional	- 682,303,046.97 €
SVC	- 6,722,919,127.92 €
STATCOM	- 160,908,644.17 €
UPFC	14,546,695,045.60 €
HVDC	15,318,520,359.38 €

De esta manera podemos obtener la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual corresponde a aquella tasa de descuento, en la que el VAN del proyecto sea exactamente igual a cero. Para ello nos servimos de la ecuación (22), haciendo VAN=0 y obteniendo el valor de d , sabiendo que se espera obtener una tasa porcentual más elevada que la que establece [99] y que es utilizada anteriormente (4%), para poder dar una confirmación de factibilidad económica en cada una de las propuestas económicas a través de la Tabla 37.

Tabla 37. TIR de Proyectos

TIR de Propuestas Económicas	
Tecnología	TIR(%)
Convencional	0.36%
SVC	-2.65%
STATCOM	3.84%
UPFC	11.45%
HVDC	13.04%

Volvemos a ver que únicamente las propuestas tecnológicas del UPFC y HVDC indican que tienen una garantía económicamente hablando de ser rentables en el tiempo; para el caso del STATCOM ya que está cerca al 4%, se pudiesen hacer esfuerzos de conseguir financiar el proyecto, con una entidad la cual pudiese ofrecer mejores garantías económicas en cuanto a las tasas, para efectos de ello se pudiesen considerar en trabajos futuros la consideración de tal esquema.

Teniendo en cuenta los indicadores económicos que se han empleado, es posible pues, estimar un tiempo mucho más preciso para determinar los años que tomaría el recobrar la inversión en tales tecnologías; esto se puede ver a través de la Tabla 38, la cual es obtenida relacionando el VAN de todos los pagos Bancarios mostrados en la Tabla 35 con los ahorros simples que supone la implantación tecnológica, estos mostrados en la Tabla 30 y Tabla 31.

Tabla 38. Tiempo de retorno a la inversión

Tiempo de retorno a la Inversión	
Tecnología	Tiempo (años)
Convencional	48.43
STATCOM	29.61
UPFC	1.91
HVDC	2.18

Vemos pues, que para los distintos casos, la inversión inicial tiene un tiempo de retorno bastante corto para las tecnologías basadas en la transmisión eficiente inter-áreas, de cara a las que son

de compensación local, y por ello se hace plausible la implantación que mejor convenga al sistema, dadas las necesidades y dados los fondos disponibles con los que se cuenten en el momento de hacer estimaciones, pues aunque las implantaciones convencionales, STATCOM y SVC tienen una tasa de retorno a la inversión bastante dilatada, esta puede ser implantada por etapas lo que reduciría el impacto económico considerablemente; es importante recalcar el hecho que de incurrir en préstamos con entidades de préstamo, se deberá velar por conseguir las tasas de interés más bajas posibles, entendiendo que esto reduciría el tiempo estimado de retorno de la inversión, ya que tal aspecto, puede hacer que los tiempos de retorno se dilaten de acuerdo a las tasas y estimación de pagos que se acuerden en la negociación.

5.7 ANÁLISIS MEDIO-AMBIENTAL

Este apartado, hace un acercamiento del impacto el cual el sector energético contribuye al fenómeno del cambio climático, pues se debe tener presente que la energía que transita por los sistemas eléctricos de potencia es un producto secundario, que proviene normalmente de materias primas combustibles; tal hecho hace que directamente la energía en sí pueda verse como un elemento el cual representa un porcentaje agravante para la producción de gases de efecto invernadero (GEI) los cuales causan según fuentes como [100], [101] un fenómeno que se manifiesta con un incremento o reducción de la temperatura promedio del planeta, conocido como cambio climático, el cual se adjudica que está íntimamente relacionado con actividades relacionadas con la industria que perciba, use o trate combustibles fósiles.

Es pues importante el considerar el impacto que las tecnologías propuestas en las secciones anteriores, puedan verse figuradas como un elemento el cual pudiese aportar o agravar la situación anteriormente descrita. Es por ello que para entrar en contexto debemos adentrarnos en generalidades como lo es la evolución del mix energético que se maneja oficialmente en España, de donde según [100], obtenemos la imagen que se muestra en la Figura 68, la cual denota porcentualmente la composición de las fuentes generadoras de energía en España a lo largo de los años, en donde tal gráfico está contrastado con la aportación en kilo toneladas equivalentes de petróleo (ktoe ó ktep) según la fuente.

Podemos pues a partir de ello, estimar la cantidad de ktoe las cuales dejamos de aportar al sistema, viendo la reducción de pérdidas que aportan las implementaciones tecnológicas planteadas, para que estas sean evaluadas desde un punto de vista el cual involucre un compromiso medio-ambiental, pues según [102] la cual es un extracto oficial de conversión que se maneja en la Institución para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA) en España, la cual estima ciertos factores los cuales nos sirven para poder determinar el impacto que tiene o puede tener un proyecto determinado, para el presente caso es la implementación tecnológica anterior descrita a lo largo del capítulo.

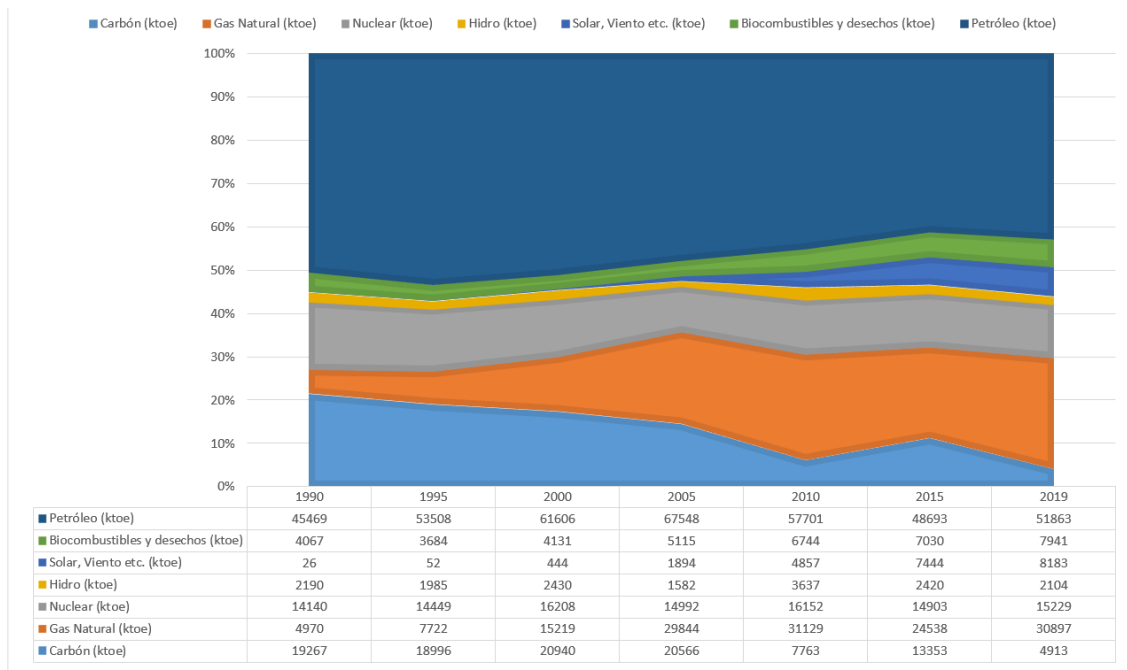


Figura 68. Comportamiento de la conformación del mix energético en España de acuerdo a su porcentaje de aportación de toneladas equivalentes de petróleo de las fuentes generadoras [100].

Tal y como se describe anteriormente, y analizando los resultados que se tienen hasta el momento, se hace necesario el evaluar cada una de las tecnologías las cuales aportan considerablemente un beneficio técnico y económico a la red, para que estos puedan ser evaluados desde un punto de vista ambiental; para ello este trabajo toma los factores de equivalencia que el IDAE publica en [102], de manera que obtenemos el gráfico plasmado en la Figura 69, la cual directamente podemos apreciar la aportación en el ahorro de CO₂ (dióxido de carbono) emanado a la atmósfera el cual sale de considerar la siguiente equivalencia:

$$1\text{MWh} \approx 0.086 \text{ tep } \text{ ó } \text{ toe} \approx 2.95 \text{ tCO}_2, \quad (23)$$

Dada la relación (23), obtenemos el gráfico ilustrativo del impacto que tienen las opciones tecnológicas las cuales cumplen con la satisfacción tanto técnica.

En la Figura 69 podemos apreciar el impacto directo asociado a cada tecnología la cual se consideró a lo largo del presente capítulo, en donde podemos notar que a pesar que las propuestas más tradicionales junto con tecnologías como la STATCOM a pesar que tienen una estimación de valoración económica menor que la de tecnologías como el UPFC y HVDC, estas (las primeras mencionadas) si bien es cierto ayudan a reducir las toneladas equivalentes de CO₂ a la atmósfera, lo hacen en mucho menos proporción que las últimas dos las cuales son mucho más caras; esto es debido a que son tecnologías las cuales no solamente ayudan a mejorar localmente los valores de eficiencia de una red, sino que esto lo logran al aportar energía directamente de otra área energética de una manera mucho más eficiente que una línea convencional, pues tales tecnologías como se ha explicado controlan las variables de estado y ayudan a la estabilidad en ambos nodos a las que son asociados.

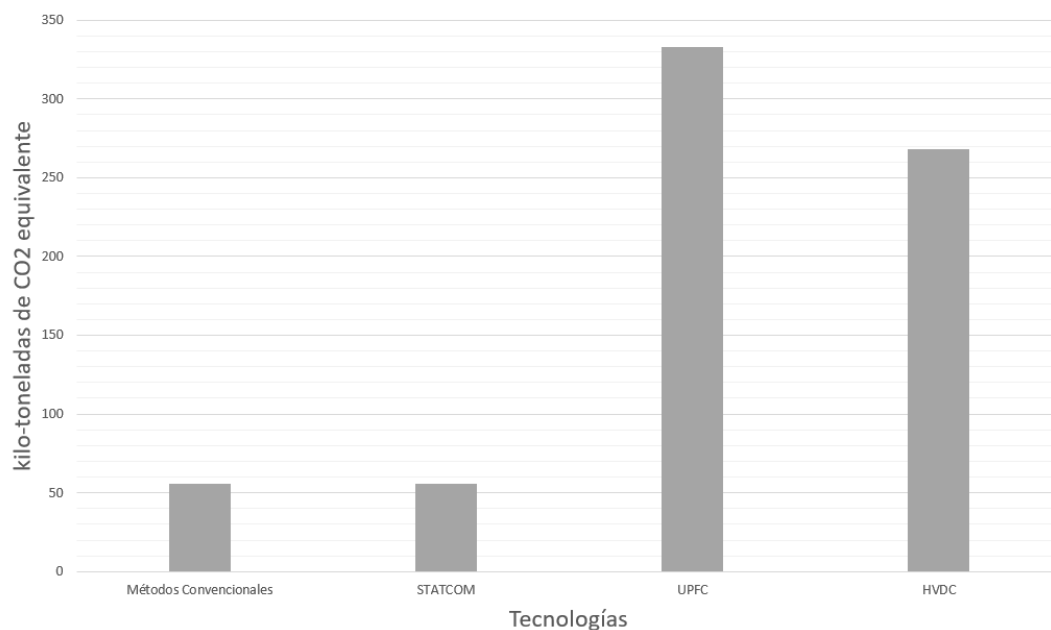


Figura 69. Ahorro en toneladas de CO2 equivalente de la emisión a la atmósfera que se aportaría según la tecnología

A través de la Figura 69 nos damos cuenta del hecho que la tecnología que mejor posicionada queda en términos medio-ambientales es el UPFC, pues es el que mayor cantidad de tCO₂ eq. Ahorra dentro de los GEI emanados a la atmósfera.

5.7 CONCLUSIÓN

- Se concluye, dado el desarrollo a lo largo de este capítulo, que dada la inmensa cantidad de variables, las cuales deben de ser tomadas en cuenta al momento de hacer consideraciones de modificaciones en un SEP, pues el hecho de ser por concepción un sistema que interconecta un número N de elementos, cada uno de estos es afectado por los cambios que pudiesen suceder en cualquier punto de la red, que constituye el modelo; es importante notar que cada una de las inclusiones o implementaciones tecnológicas mostradas en el presente capítulo, muestran aproximaciones a la idealización del sistema o parte de este, por lo que el discutir cuál de estas implementaciones es la mejor o la más conveniente, siempre radicará en las necesidades del sistema y en la disposición de capital que se tenga para poder llevarlas a cabo, tal como se vio en el análisis tecno-económico.
- Es importante notar el contraste analítico que engloba este capítulo, pues el hecho de no solamente exponer los atributos técnicos y las distintas opciones de implantación tecnológica en la red, sino también el poder tener la posibilidad de analizar cada una de las opciones desde un punto de vista económico y medio-ambiental, hacen que sean especificados distintos panoramas de acuerdo al análisis que se realiza; pues a partir de los resultados obtenidos, queda claro que una opción puede ser técnicamente viable, más en el aspecto económico podría encarar problemas de rentabilidad a la inversión, por otro lado el aspecto medio-ambiental, puede considerarse un aspecto de suma importancia, pues dichas tecnologías se plantean como soluciones para la transición

energética hacia redes con necesidad de incorporación de producción energética 0 emisiones.

- Se concluye que los dispositivos FACTS, hacen del sistema, mucho más flexible a la hora de afrontar perturbaciones o cambios en la red; más en algunos casos, estos exigen bastante a la red, produciendo no solamente pérdidas reactivas para cumplir con su cometido, a un nivel global (SVC), sino también que específicamente en el caso de este último mencionado, el sistema no presenta los atributos de robustez con los que se esperaba dotar al sistema a través de la implantación de este dispositivo; lo que nos indica que ciertos dispositivos pudiesen ser de mucha ayuda para controlar el sistema en un estado estable, más al presentarse un transitorio, no necesariamente el sistema estaría blindado o por lo menos dotado de cualidades las cuales se antepusieran a la eventualidad.
- Finalmente, a través del presente capítulo es fácil darnos cuenta, de que a través del desarrollo analítico sistemático de cada una de las opciones planteadas, el presente trabajo, no solamente indaga de manera directa en el estudio del efecto que tienen sobre el modelo los elementos considerados, sino que aborda de manera crítica la comparativa entre ellas, al poder determinar el efecto de las mismas bajo los indicadores de pérdidas globales, así también como los indicadores de factibilidad económica y medio-ambiental; exponiendo una postura, novedosa y consecuentemente inesperada a la hora de analizar las distintas opciones que hoy día pueden ser consideradas en el mercado, representando de esta manera un valor considerable del presente trabajo, el cual puede servir como guía metodológica para el desarrollo de aspectos más profundos en dirección a la línea de análisis que se presenta en este capítulo.
- Quedan expuestas, las distintas facetas y diferencias entre cada una de las propuestas tecnológicas planteadas en el presente capítulo, por lo que será necesario exponerlas de una manera más concreta y directa en el siguiente capítulo, el cual, es la síntesis conclusiva del trabajo en general, en consideración al planteamiento, desarrollo y obtención de resultados del presente trabajo.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Es importante notar que cada una de las tecnologías implantadas y consideradas en el modelo del SEP, cumple con tareas específicas las cuales dan resultados puntuales, los cuales de cierto modo es importante destacar su aportación al sistema tal y como se plasma en las distintas secciones del trabajo, y específicamente en el capítulo 5, más el hecho de considerar, que a pesar de las distintas configuraciones que los métodos convencionales y dispositivos FACTS como el SVC e incluso el STATCOM desarrollan, las tecnologías como el dispositivo FACTS UPFC y el enlace HVDC de tecnología LCC marcan una diferencia notable de aportaciones novedosas y beneficiosas al representar 2.13% y 1.89% respectivamente, de reducción de pérdidas de potencia activa para el sistema en general, lo que hace que tales tecnologías superen al resto de las consideraciones que toman en el trabajo; por lo que se expone a través del desarrollo de este, que las tecnologías en corriente alterna, pueden equipararse con la tecnología de transmisión en corriente continua, pudiendo de esta manera ser una opción recomendable para aquellos sistemas los cuales necesiten el control de sus flujos de potencia, y un control paralelo de descarga de redes las cuales se encuentran saturadas o sirven como paso entre dos grandes áreas energéticas de producción y consumo.
- Las tecnologías enfocadas a la transmisión energética inter-áreas a través del enfoque que toma el presente trabajo, demuestra de una manera novedosa, que para el modelo y casos similares, son implantaciones más fructíferas tanto a nivel técnico como económico para los sistemas energéticos, ya que estas, están orientadas a la eficiencia en el sector de transmisión, además de poseer y dotar al SEP de una mayor flexibilidad no solamente frente a los desafíos programados operativos y de inclusión de nuevas tecnologías variables a la red, sino de cara a sucesos como transitorios en el sistema, donde pueden y hacen más robusto el sistema gracias a la reacción y habilidad de controlar el flujo de potencia a través de ellos, manteniendo estable sus dos extremos, de manera que tales tecnologías hacen de la capacidad dinámica de sus componentes, un elemento aportador de estabilidad para la red tal como se pudo comprobar a través de los resultados del presente trabajo.
- Los tiempos de retorno a la inversión estimada, son tiempos razonables para la implantación tecnológica en los casos de las tecnologías UPFC y HVDC, de manera que tales dispositivos pueden y debiesen de ser difundidos con más frecuencia en su implantación de los SEP, los cuales día a día necesitan mayor flexibilidad operativa, seguridad y confiabilidad para el control de sus flujos de potencia, tanto en estado estable de la red así como en estados los cuales el sistema pudiese estar en riesgo

operativo y de continuidad de su servicio; además el hecho de que estas tecnologías puedan ser masificadas en el medio, pudiese representar la caída de su costo, ayudando de esta manera a ser implantadas en zonas del SEP donde actualmente no es factible. Por otro lado la implantación de las demás tecnologías no debe quedar marginada, pues estas ofrecen la facilidad de poder ir siendo implantadas por etapas, y no de manera radical como lo son las dos anteriormente mencionadas, esto pues ayudaría a hacer de los sistemas energéticos, estructuraciones más amigables hacia la transición energética deseada la cual tiende a las energías renovables de las cuales las redes eléctricas de potencia se ven comprometidas cuando la penetración de este tipo de nuevas fuentes energéticas es implantado en el sistema, esto debido a su misma naturaleza la cual es fluctuante en el tiempo.

- En consideración con el hecho, de que los sistemas energéticos tal y como los que representa el modelo presentado en este trabajo, sean y deban de ser tan flexibles, es debido a que están en constante cambio, no solamente topológico, sino también operativo, dada la cambiante demanda tanto presente como futura, esto añadido a la penetrabilidad hoy día de fuentes renovables al sistema, hace necesario migrar a aquellas tecnologías que permitan preparar a las redes y capacitarlas en aspectos de transporte y control energético, teniendo el manejo de cada una de las variables del sistema de manera más consiente y más directa, tal y como lo hacen las tecnologías expuestas en este trabajo; esto dará un mayor alcance tanto técnico, económico y ambiental, para que los sistemas eléctricos de potencia puedan medrar a términos sostenibles en el manejo de la energía que genera, transporta y consume.
- En general se puede determinar que el menor impacto ambiental, es en medida más conseguido con las tecnologías del UPFC y HVDC, esto es debido a que no solamente ayudan a transportar la energía de una manera más eficiente, sino que tal hecho directamente representa que reduce considerablemente las pérdidas, representando una disminución de la emisiones de CO₂ a la atmósfera, haciendo que sean proyectos los cuales deban de ser más difundidos debido a la alta optimización que representan para un sistema, obviamente este es un punto el cual estará ligado a las posibilidades económicas de las entidades que representen dichos sistemas, y los acuerdos multilaterales existentes entre las áreas energéticas; de igual manera se pudo apreciar y concluir, que el mejoramiento local logrado por dispositivos convencionales y dispositivos FACTS como el STATCOM pueden también aunque en menor medida, reducir las emisiones de GEI de manera indirecta, ya que a pesar que reducen las pérdidas en el sistema, lo hacen en menor escala que las mencionadas inicialmente.
- Dada la flexibilidad con la que el SEP es dotado a partir de los sistemas FACTS en especial el UPFC, puede considerarse, dadas las prestaciones que esta tiene efectos beneficiosos no solamente en estado estacionario, sino también en estados los cuales demanden ante eventualidades de cambio en la red, una reacción instantánea que pueda representar el mantener la estabilidad en el SEP. Esto puede proporcionar una ventaja enorme a la hora de considerarse la implantación de fuentes de generación variable al sistema, es decir fuentes renovables; este elemento puede hacer más flexibles las redes ante cambios venideros los cuales se están viendo en las últimas décadas, pues aporta un manejo directo y eficiente de la energía que se transporta de un punto a otro, además de aportar estabilidad al sistema.

6.2 RECOMENDACIONES

Se propone el desarrollar siempre en la misma línea de trabajo, la optimización e investigación de los siguientes puntos:

- Desarrollo de Flujos de Potencia de Redes de N nodos, a través de sistemas de redes neuronales, y con esto, estudiar la convergencia de manera más directa que con métodos como lo es el Newton Raphson utilizado en este estudio.
- Desarrollo de Algoritmo Basado en Redes Neuronales para determinación de nuevos puntos dentro del modelo, que permitan implantar las tecnologías tratadas a lo largo de este trabajo y que representen datos optimizados de la red.
- Indagar sobre cada uno de los modelos de bloques constructivos de cada una de las tecnologías, para de esta manera adecuar nuevas implementaciones a las mismas que hagan que sean más eficientes, rápidas y seguras para la operatividad de los SEP.
- Desarrollar un estudio sobre la factibilidad de la implantación de un banco de baterías de acción rápida para alimentar los sistemas SVC y STATCOM.
- Mejorar y analizar los modelos de los dispositivos FACTS para el estudio de su comportamiento en análisis basados en el tiempo de reacción ante una falla determinada.
- Se propone hacer un análisis económico más profundo el cual involucre el costo real de operación de cada uno de los generadores del sistema modelado.
- Análisis del marco legal que representan las implantaciones hechas en este documento.
- Análisis de estabilidad de Frecuencia del sistema en respuesta a fallas en el sistema o cargas instantáneas, con la implantación de dispositivos FACTS en modelos SEP de gran escala.

APÉNDICE A

Criterio de Igualdad de Áreas

El presente apéndice trata de conceptualizar a través de la ejemplificación el criterio de áreas, dentro de lo que se considera el modelo clásico.

Fuente de Información: [13], [83]

Este criterio de áreas, es un método para determinar la estabilidad de un sistema y el ángulo máximo de potencia, en donde se resuelve la ecuación de movimiento mediante técnicas de integración numérica. Sin embargo, existe un método directo para determinar dicha estabilidad sin tener que resolver la ecuación de movimiento. Este método es aplicable a un generador conectado a un nodo de potencia infinita el cual se conoce como “Método de Igualdad de áreas”.

Considerar la figura siguiente, donde se representa la curva de potencia de un generador en función del ángulo:

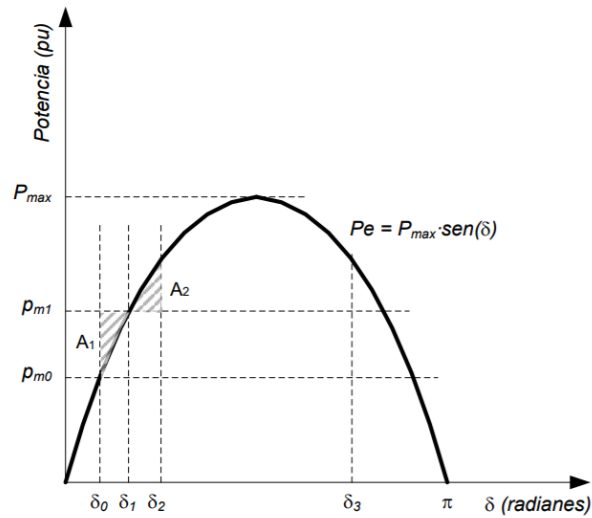


Figura AP 1. Curva de Potencia de un Generador en función del ángulo del rotor

En régimen permanente, el generador está entregando una potencia eléctrica igual a la potencia mecánica del rotor P_{m0} . Si en un instante t se produce una falta en el sistema, la potencia mecánica en el eje P_{m1} se hará mayor que la potencia eléctrica P_e , lo que provocará que el rotor se acelere hasta que la potencia mecánica vuelva a ser igual a la potencia eléctrica en $\delta = \delta_1$. El área A_1 encerrada entre las curvas de potencia mecánica P_{m1} y potencia eléctrica P_e en el intervalo $\delta_0 < \delta < \delta_1$ se denomina área de aceleración.

En el intervalo $\delta_1 < \delta < \delta_2$ la potencia mecánica P_{m1} es menor que la potencia eléctrica, lo que provoca la deceleración del rotor, por lo que el área A_2 encerrada entre las curvas de potencia mecánica y eléctrica para este intervalo recibe el nombre de área de deceleración. El criterio de igualdad de áreas establece que la energía de aceleración es igual a la energía de deceleración, por lo que $A_1 = A_2$.

En la práctica, normalmente no existen cambios bruscos en la potencia mecánica, ya que las constantes de tiempo asociadas con la dinámica del motor primario son del orden de segundos. Sin embargo, estos fenómenos sí ocurren con frecuencia con respecto a la potencia eléctrica, debido a faltas en el sistema y a maniobras de conexión y desconexión de líneas. Este es el caso representado en la siguiente figura:

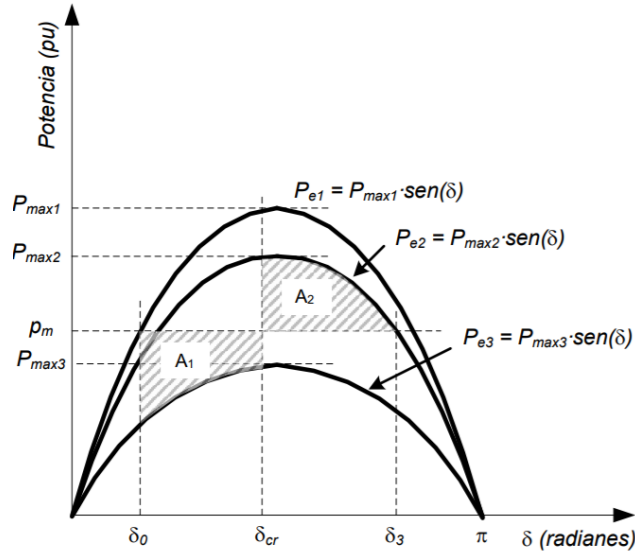


Figura AP 2. Curvas de Pre-falla, Durante falla y post-falla en el comportamiento de la potencia activa vs. el ángulo del rotor

En este caso, el generador se encontraría trabajando en régimen permanente, entregando una potencia eléctrica $P_{e1} = p_m$ y ángulo δ_0 igual a la potencia mecánica del rotor. El ángulo δ_{cr} representa el valor máximo que podría tomar el ángulo de potencia del generador para no perder la estabilidad. Para todo ángulo δ comprendido entre δ_0 y δ_{cr} , el sistema permanecería estable, por lo que el objetivo consistirá en garantizar la extinción de cualquier falta que pudiera producirse antes de que el ángulo de potencia llegase a alcanzar δ_{cr} .

La curva P_{e1} corresponde a la potencia eléctrica del generador entregada en régimen permanente, antes de producirse ninguna falta. La curva P_{e2} corresponde a la potencia eléctrica entregable por el generador durante el estado de falta. Finalmente, la potencia P_{e3} correspondería a la potencia que entregaría el generador en el estado de post-falta, después de la apertura de las protecciones de las líneas que hayan quedado fuera de servicio después de la extinción de la falta.

Aplicando el criterio de igualdad de áreas, el ángulo crítico será aquel que cumpla la ecuación:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (p_m - P_{max2} \cdot \text{sen}(\delta)) d\delta = A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_3} (P_{max3} \cdot \text{sen}(\delta) - p_m) d\delta \quad (\text{AP-1})$$

A continuación, se establece el desarrollo del caso clásico el cual se desarrolla siguiendo el método computacional que establece el motor de simulación empleado en este trabajo.

Ejemplificación del Caso Clásico a través del Motor de Simulación DigSILENT Power Factory

Esta sección, tiene como finalidad el ejemplificar a través del desarrollo de simulación computacional, el problema del caso clásico el cual es resuelto por el criterio de áreas, con la intención de poder hacer una exposición de los resultados obtenidos en un análisis basado en el dominio del tiempo en el cual está fundamentado la simulación del motor DigSILENT. Por ello se procede a plantear el problema en cuestión a continuación.

Planteamiento de Problema:

Las reactancias del sistema están representadas en el diagrama unifilar, en donde todas están dadas en una base común para poder representarlas en por unidad; el generador envía a la barra infinita potencia activa de $P_{elec} = 0.6 p.u.$ a un factor de potencia de 0.8, donde el voltaje en la barra infinita es $|V_{\infty}| = 1.0 p.u.$; en la imagen siguiente se plasma el diagrama del sistema, véase que están representados los interruptores tanto para el transformador como para ambas líneas, esto con la finalidad de saber que es posible abrir o cerrar el paso de la energía a través de ellos; además después de la barra infinita se representa la carga con otra barra con el símbolo de ∞ , el cual representa que existe una red conectada, la cual ese punto de conexión demanda los valores allí descritos. Por finalidades de practicidad llamaremos a la barra que indica alta tensión como 1 y la que indica barra infinita como 2. Además, el generador posee una constante de inercia $H=8.45 MJoule/MVA$, además que el lado de baja del transformador está a 11kV mientras que el lado de alta es de 232kV con una capacidad de 100MVA 50Hz.

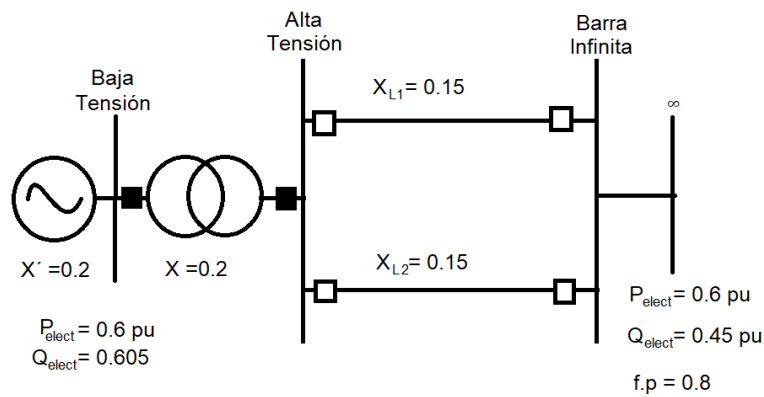


Figura AP 3. Problema clásico para demostración de analogía con el criterio de áreas y el análisis en el dominio del tiempo

Siguiendo el mismo procedimiento con el que se calcula a través del método del criterio de áreas iguales obtenemos la corriente que circula a través del sistema, obteniendo:

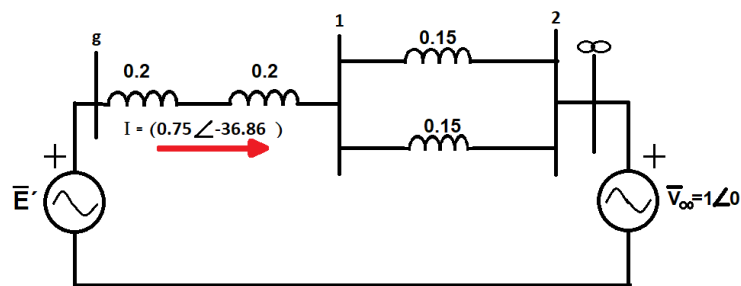


Figura AP 4. Equivalencia de circuito en reactancias

Véase que, a partir de este punto es intuitivo obtener el voltaje interno del generador, recordando que esta representación es la del modelo clásico de la máquina síncrona, cabe resaltar que, en los programas de simulación en el dominio del tiempo, se utiliza un modelo de 7mo orden el cual tiene en cuenta otras variables las cuales no están contempladas en este ejemplo.

La importancia de saber el voltaje interno del generador, es debido a que esta representa una de las variables de estado, recordando que para modelar el comportamiento dinámico de la máquina síncrona se utiliza la ecuación de oscilación, por lo que existe una correlación con tal ecuación de segundo orden en términos de δ , el cual representa el ángulo del rotor; por lo anterior es preciso saber que el ángulo del voltaje interno de nuestro generador utilizando este modelo, es el mismo ángulo del rotor δ .

Este voltaje interno de nuestro generador, también conocido como voltaje de excitación en varias literaturas, es calculado utilizando sencillas leyes de Kirchoff.

$$E' = V_{\infty} + jX_{eq}I \quad (\text{AP-2})$$

$$E' = (1\angle 0^\circ) + j0.475 (0.75\angle -36.86^\circ)$$

$$E' = (1.246721\angle 13.2163^\circ) \text{ p.u.}$$

Es decir, $\delta = 13.2163^\circ = 0.2307$ radianes

Procediendo a representar nuestro sistema, y la obtención de este valor interno de nuestro generador y ángulo del rotor a través del DigSILENT obtenemos los siguientes resultados plasmados en la siguiente figura:

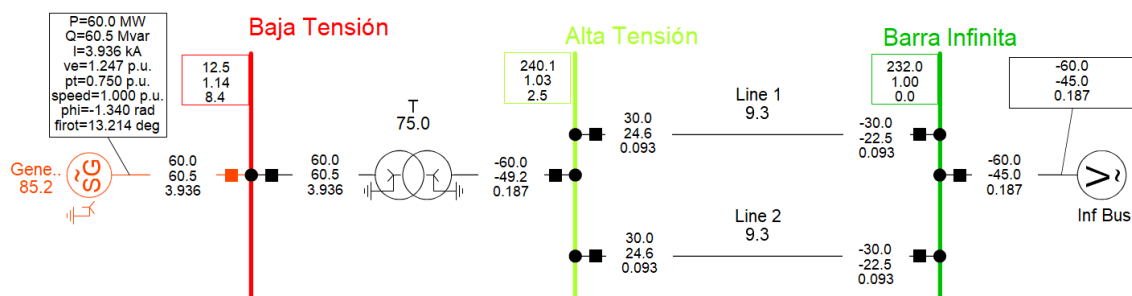


Figura AP 5. Estado inicial de análisis dinámico del sistema

Vemos que el cuadro indicativo del generador, posee diversas variables de estado, en donde se han incluido las variables ve, la cual representa la magnitud del voltaje interno del generador en por unidad, así como la variable firrot la cual representa el ángulo del rotor; podemos de esta manera corroborar el procedimiento avalado por el simulador.

Llegados a este punto, iniciamos a desarrollar los siguientes casos:

- Localización de falla en la barra 1 (Alta tensión) para ver el comportamiento del generador, dando seguimiento a el ángulo del rotor así como su velocidad; obteniendo el resultado que a continuación se plasma a través de las imágenes siguientes.

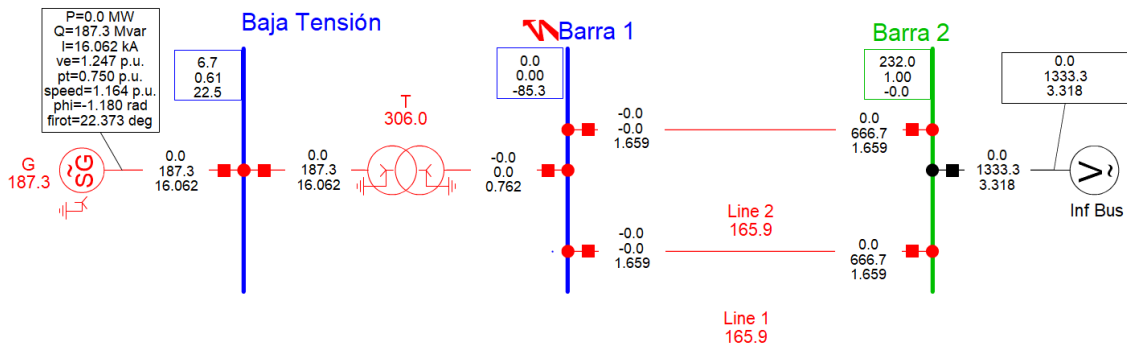


Figura AP 6. Ilustración de localización de falla en barra 1

Esta es una captura la cual coincide justo con el momento en que se produce la falla, tal como se puede apreciar, puesto que la falla en la barra 1 irrumpe con el paso hacia la barra 2, la potencia transmitida por el generador hasta tal punto es nula; de igual manera podemos observar los valores de P y Q circulando a través de la barra 1, en donde es nula la potencia que la atraviesa, si nos vamos a la salida de código del programa (ver siguiente imagen) nos damos cuenta que el generador pierde el sincronismo.

```

(i) (t=-100:000 ms) Initial conditions calculated.
(i) (t=-100:000 ms) Element 'Inf Bus' is local reference in separated area of 'Barra 2'
(i) (t=-100:000 ms) Element 'Inf Bus' is reference in 50.0 Hz-system
(i) (t=-100:000 ms) Initial conditions calculated.
(A) (t=000:000 ms) Power Network\Barra 1.ElmTerm:
Short-circuit with Fault Impedance Rf = 0.000000 Ohm Xf = 0.000000 Ohm
(A) (t=01:072 s) -----
(A) (t=01:072 s) 'Power Network\G.ElmSym':
(A) (t=01:072 s) Generator out of step (pole slip).
(i) (t=05:000 s) Simulation successfully executed.

```

Figura AP 7. Representación de salida de código de Digsilent mientras la unidad pierde su sincronismo

En la imagen plasmada del código vemos que después de 1.072 segundos habiéndose producido la falla, el generador pierde su sincronismo.

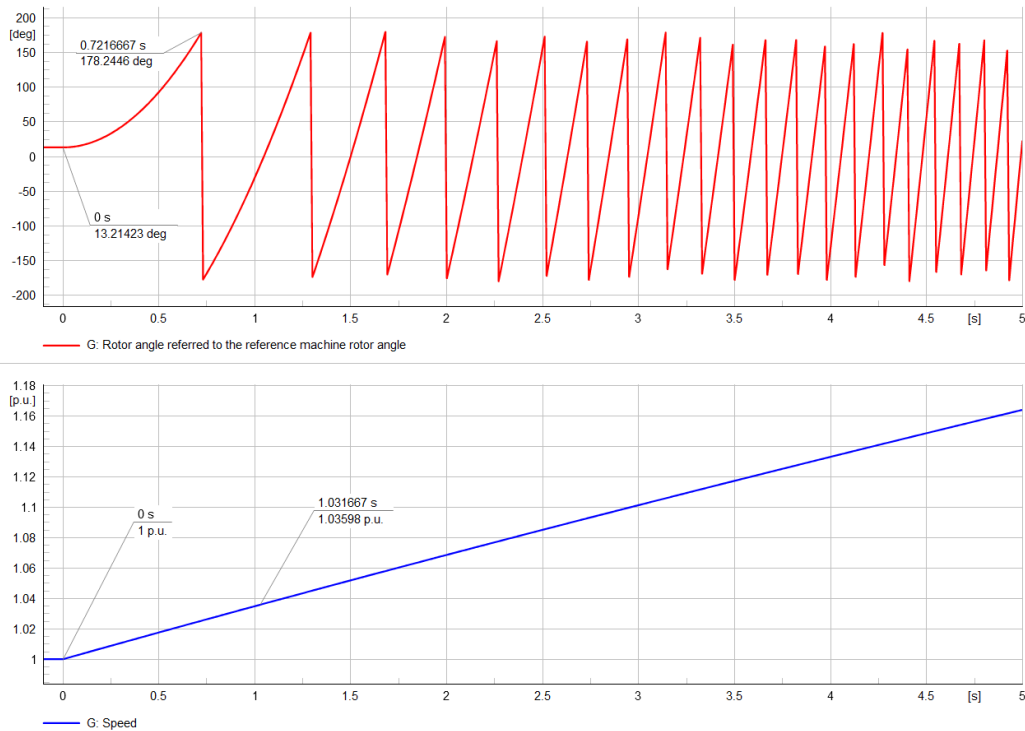


Figura AP 8. Ilustración de la representación de ángulo del rotor en el tiempo (curva superior roja) y la velocidad del rotor en el tiempo (curva inferior azul)/ sistema inestable

Vemos pues en la imagen anteriormente expuesta que se destacan dos gráficas las cuales denotan el ángulo del rotor y la velocidad; podemos ver que con referencia a la gráfica del ángulo del rotor, la falla es tan crítica que éste no solamente empieza a oscilar de una manera errática sino que lo hace en períodos de tiempo alarmantes, perdiendo por consiguiente el sincronismo con el sistema; por otro lado vemos el comportamiento en la velocidad de la unidad, la cual tiende a crecer indefinidamente, y por consiguiente conduciendo a la máquina a perder el sincronismo.

Por consecuencia se ve en la gráfica que, al no haber energía eléctrica en el sistema, únicamente existe potencia mecánica la cual acelera la unidad y mientras tal potencia mecánica acelera la unidad, esto se traduce a que el rotor va aumentando su velocidad tal como se aprecia en la curva azul inferior de la imagen anteriormente expuesta y debido a esto, el ángulo aumenta notablemente. Lo que está sucediendo en el gráfico superior de la misma imagen es que DigSILENT acota el ángulo del rotor entre $\pm 180^\circ$, por lo que, si no estuviese acotado de tal manera, sería una curva únicamente creciente al igual que la velocidad.

- Localización de Falla en Barra 1 con un despeje de la misma después de 100ms. Esto significa en una existirá una falla la cual se despeja en fracciones de segundo, al ser esta falla en un punto tan sensible como lo es la barra que hace que la potencia fluya en el sistema, en la siguiente imagen vemos como reacciona el sistema.

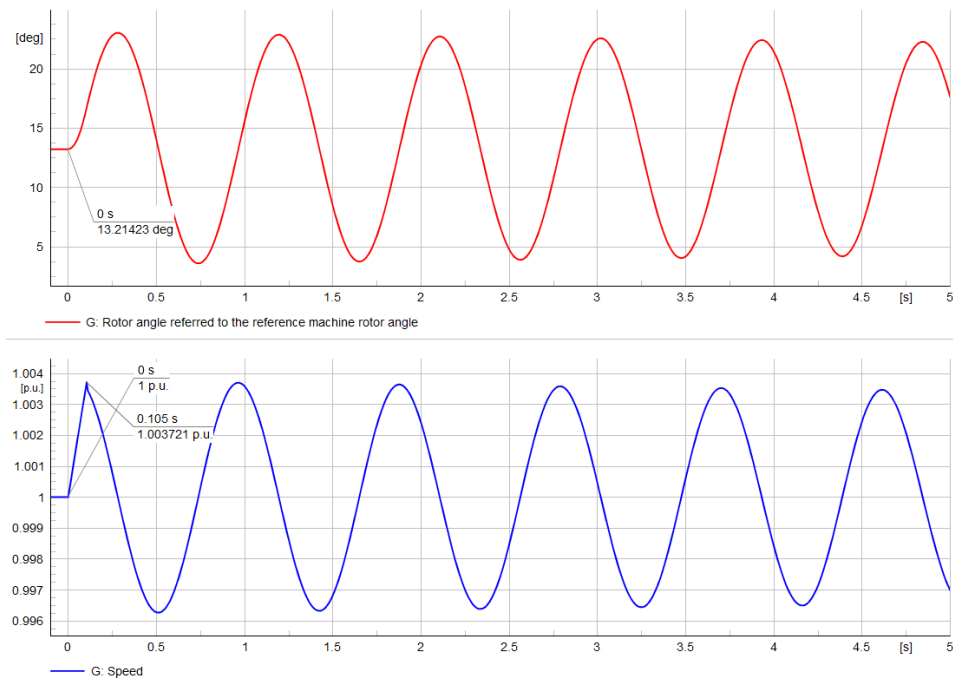


Figura AP 9. Ilustración de la representación de ángulo del rotor en el tiempo (curva superior roja) y la velocidad del rotor en el tiempo (curva inferior azul)/ sistema estable

Se puede apreciar que la unidad en el momento de producirse la falla en $t=0$ sigue acelerando de una manera vertiginosa, más el hecho de que suceda el despeje de la falla en 100ms, provoca un punto de inflexión en el comportamiento de la unidad. Vemos pues que al suceder la misma falla y está desapareciendo en una fracción de segundos (100 ms) el sistema actúa muy diferente, pues su comportamiento no es tan errático como anteriormente lo vemos y el generador no pierde el sincronismo en ningún momento, por lo que a partir de esto en la siguiente imagen al simular el mismo evento con visto en una acotación de tiempo más dilatado para poder apreciar que sucede con su comportamiento, obtenemos:

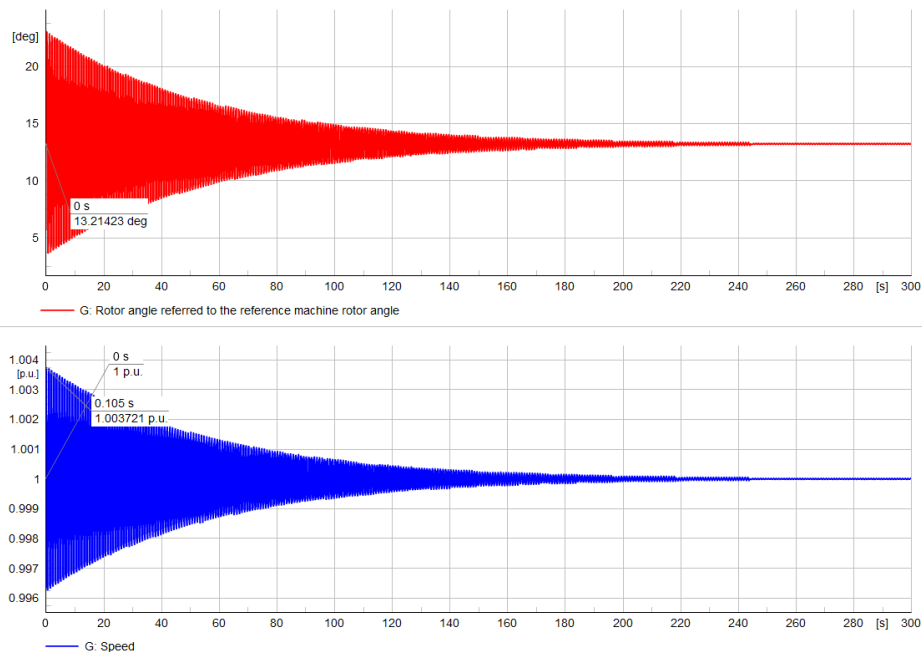


Figura AP 10. Ilustración de la estabilidad del sistema al transcurrir un tiempo razonable después de la falla

Vemos a través de la imagen, que el sistema a pesar de presentarse la falla en la barra, al despejar la misma, el sistema es completamente estable, pues sus valores vuelven a converger a un estado de estabilidad post-falla; análogicamente este es el análisis que se hace a través de un criterio de igualdad de áreas.

Vemos pues, el comportamiento del generador en cuanto a la potencia activa que entrega al sistema en la siguiente imagen:

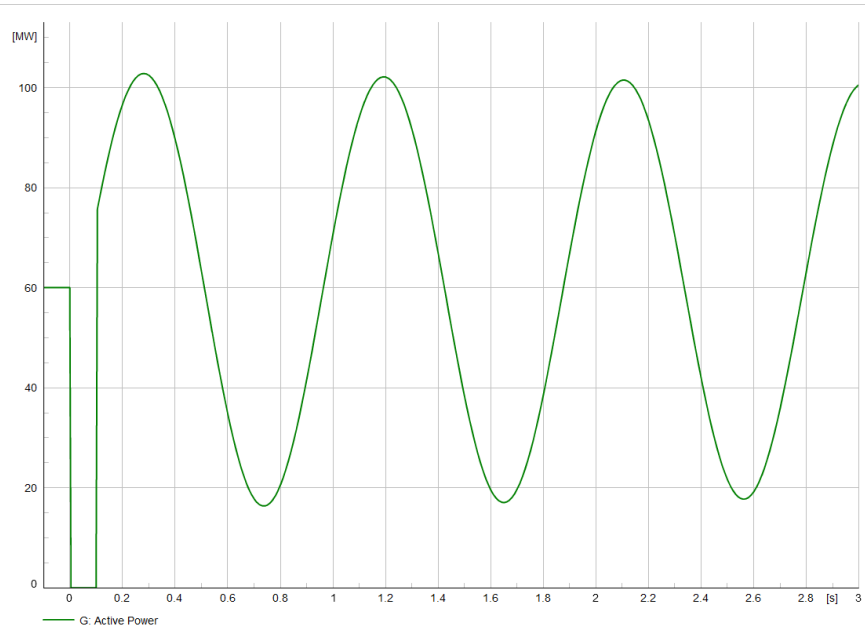


Figura AP 11. Comportamiento de la potencia activa entregada por el generador al presentarse y ser despejada la falla

Es posible notar el hecho que para $t < 0$ la potencia entregada se encontraba estable en 60MW (1 pu), más vemos que para el momento que ocurre la falla $T=0$ esta desciende drásticamente a 0, pues no existe forma de que la potencia pueda fluir en el sistema habiendo una falla en ese punto, para seguidamente en $t=0.100$ s la potencia entregada vuelva a fluir, más esta oscila de acuerdo al comportamiento dinámico del generador, el cual busca encontrar nuevamente la estabilidad.

Llegados a este punto podemos ver el hecho que hemos dado un seguimiento a las variables P y δ , las cuales representan las relaciones más importantes dentro de un análisis transitorio dentro de un sistema, pues estas modelan y definen la no linealidad dentro del análisis transitorio del SEP. Por lo que haciendo una correlación con el método del criterio de áreas obtenemos la siguiente figura:

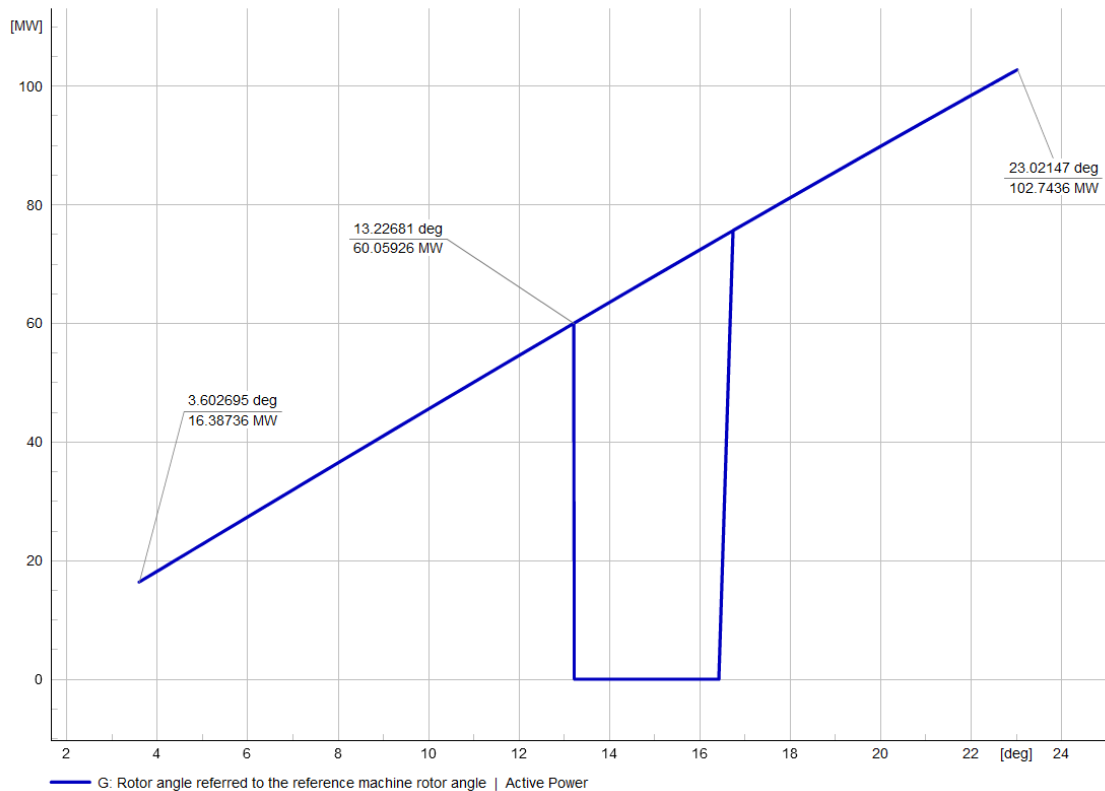


Figura AP 12. Representación análoga al análisis del criterio de áreas, representando las curvas P vs δ .

Vemos pues en la figura (representación en el eje x de δ , en el eje y representa la Potencia Activa en MW) que la representación de los puntos máximos tanto de P y δ , son representados en la misma curva, de manera similar de como se representa en el método del criterio de áreas iguales, además vemos donde se indica el punto central de la curva el cual corresponde al punto donde inicialmente se empezó a considerar el problema, teniendo el valor del ángulo del rotor coincidente con 1 pu en potencia activa.

Cuando estamos trabajando con estabilidad angular del rotor, existe un tiempo máximo por el cual el sistema puede mantener la falla, antes de perder la estabilidad, a este tiempo se le denomina como tiempo crítico.

Análogamente al criterio de áreas, donde se busca el ángulo crítico, para seguidamente encontrar el tiempo crítico de la falla, en el simulador podemos jugar con las funciones para determinar este tiempo, activando un seguimiento de análisis de rastreo hasta el momento en que el generador pierde el sincronismo; esto quizás no sea la forma más elegante de obtener tal resultado, más es de entender que en un sistema real, es de mucha ayuda, pues no solamente estamos viendo el comportamiento de una unidad generadora, sino N máquinas sincronizadas a un sistema interconectado.

Siguiendo la metodología anteriormente planteada obtenemos que el tiempo máximo, el cual el sistema puede soportar la falla sin perder el sincronismo ni estabilidad es de 556ms, tal como se puede ver en la siguiente imagen:

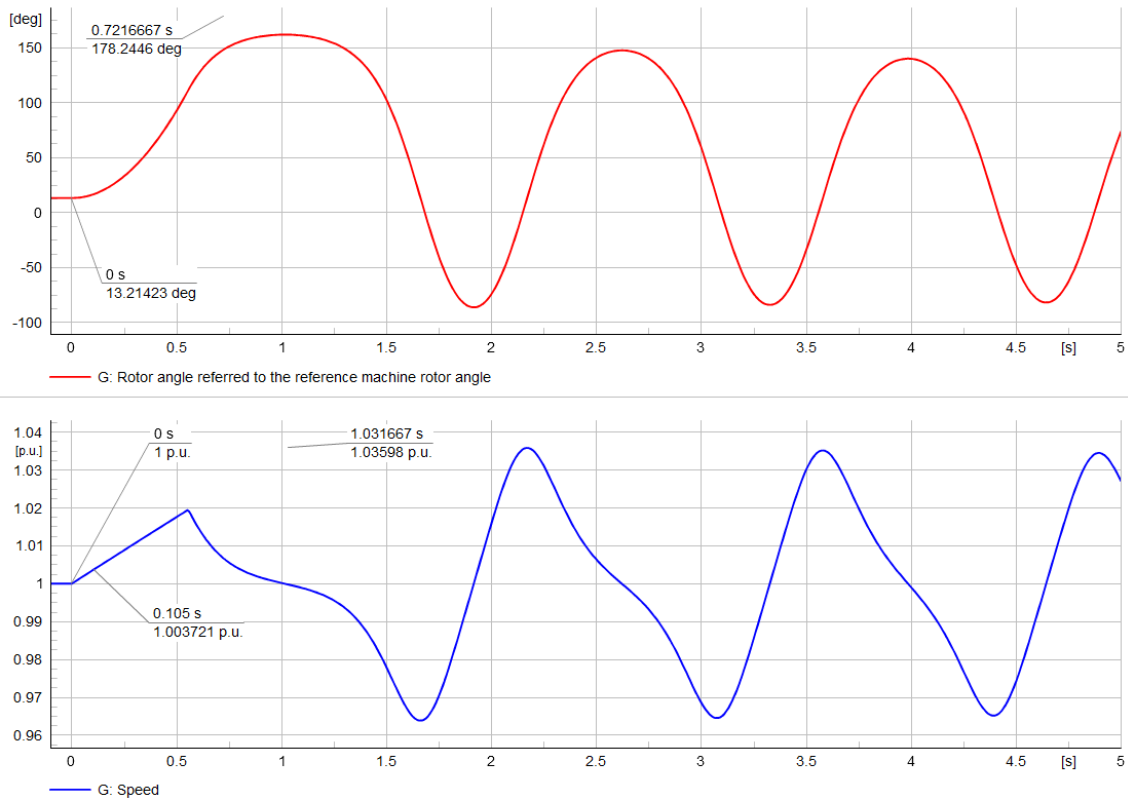


Figura AP 13. Ilustración de representación del comportamiento de el ángulo del rotor y la velocidad del mismo en el tiempo al considerar el despeje de la falla en el tiempo crítico

De esta manera, vemos que existe una estrecha relación en la naturaleza del análisis que toma lugar en este trabajo a través del análisis de simulación en el dominio del tiempo y métodos que describen sistemas más sencillos como lo es el criterio de áreas iguales.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Sun *et al.*, “Renewable Energy Transmission by HVDC Across the Continent : System Challenges and Opportunities,” vol. 3, no. 4, pp. 353–364, 2017.
- [2] N. Mohan, T. M. Underland, and W. P. Robbins, *Electrónica de Potencia Electrónica de Potencia Electrónica de Potencia*, Third edit. 2006.
- [3] A. R. Bhowmik, A. K. Chakraborty, and P. N. Das, “Placement of UPFC for minimizing active power loss and total cost function by PSO algorithm,” *Proc. 2013 Int. Conf. Adv. Electron. Syst. ICAES 2013*, pp. 217–220, 2013.
- [4] C. Fernandes, M. Valles, and P. Frias, “Economic assessment of using FACTS technology to integrate wind power: A case study,” in *2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [5] F. Liu, Q. Tang, T. Li, W. Xu, J. Gou, and K. Li, “Comparative Review of Flexible Alternative Current Transmission System Devices in the Smart Grid,” *Proc. 2019 IEEE 3rd Int. Electr. Energy Conf. CIEEC 2019*, pp. 194–198, 2019.
- [6] G. Shahgholian, M. Mahdavian, M. Janghorbani, I. Eshaghpour, and E. Ganji, “Analysis and simulation of UPFC in electrical power system for power flow control,” *ECTI-CON 2017 - 2017 14th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, vol. 00, no. c, pp. 62–65, 2017.
- [7] A. V. Makarov, O. V. Talamanov, and M. E. Kuznethova, “The mathematical model of flexible transmission systems on the magnetic bias controlled reactors basis,” *2005 IEEE Russ. Power Tech, PowerTech*, pp. 1–5, 2005.
- [8] M. T. Alam, R. Sadnan, I. Haque, M. Rahman, and Q. Ahsan, “Loadability improvement of an existing ac line by transmitting simultaneous AC and DC power,” *Proc. 9th Int. Conf. Electr. Comput. Eng. ICECE 2016*, pp. 479–482, 2017.
- [9] F. M. Albatsh, S. Ahmad, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and M. A. Hassan, “D-Q model of fuzzy based UPFC to control power flow in transmission network,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2014, no. 628 CP, pp. 10–15, 2014.
- [10] X. Qin *et al.*, “Study of the Application of Active Power Adjustment and Control Technology based on Modern Energy Storage into Power System Stability Control And Voltage Adjustment,” 2014.
- [11] E. Sosnina, A. Shalukho, and I. Lipuzhin, “Research of Isolated Electrical Systems Stability with Wind-Diesel Hybrid Power Stations,” pp. 0–4, 2016.
- [12] Hugo Daniel Gil Oliva, “Mejoramiento de la Operación de SEP Mediante la Ubicación Óptima de Dispositivos FACTS,” Instituto Politécnico Nacional de Guadalajara, Mexico, 2004.
- [13] Prabha Kundur, *Power System Stability & Control*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [14] M. M. Eladany, A. A. Eldesouky, and A. A. Sallam, “Power System Transient Stability: An Algorithm for Assessment and Enhancement Based on Catastrophe Theory and FACTS Devices,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 26424–26437, 2018.
- [15] I. Power and E. Society, “C57.135-2011 - IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers - Redline,” 2011.
- [16] Q. Xiaohui *et al.*, “Study of the application of active power adjustment and control technology based on modem energy storage into power system stability control and

- voltage adjustment,” in *Power On*, 2014.
- [17] M. Dogan, S. Tosun, A. Ozturk, and M. K. Dosoglu, “Investigation of TCSC and SSSC controller effects on the power system,” *ELECO 2011 - 7th Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, pp. 127–131, 2011.
 - [18] H. Nazari-pouya and S. Mehraeen, “Modeling and Nonlinear Optimal Control of Weak/Islanded Grids Using FACTS Device in a Game Theoretic Approach,” *IEEE Trans. Control Syst. Technol.*, vol. 24, no. 1, pp. 158–171, 2016.
 - [19] L. Han, J. Yi, L. Zuo, and B. Dong, “Enhancement of Power System Performance with UPFC under Steady and Dynamic Conditions,” vol. 140, no. Ecae 2017, pp. 7–12, 2018.
 - [20] M. A. Jirjees and D. A. Al-nimma, “Voltage Stability Enhancement based on Voltage Stability Indices Using FACTS Controllers,” pp. 141–145, 2018.
 - [21] S. Energy, “PSS[®] E Test System for Voltage Collapse Analysis,” no. 104, 1979.
 - [22] Y. Zhang, H. F. Li, W. J. Du, Z. Chen, H. F. Wang, and S. Q. Bu, “Coordinated damping control of phase angle controlled and vector controlled UPFC - A comparative study,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2016, no. CP696, 2016.
 - [23] A. Kazemi, D. Arabkhabori, MYari, and J. Aghaei, “Optimal location of UPFC in power systems for increasing loadability by genetic algorithm,” *41st Int. Univ. Power Eng. Conf. UPEC 2006, Conf. Proceedings*, vol. 2, pp. 774–779, 2006.
 - [24] J. F. Mora, *Maquinas Eléctricas.pdf*, 6th editio. Mc Graw Hill, 2008.
 - [25] RUELSA, “Compensación de Factor de Potencia.pdf,” *Electrical Construction & Maintenance*, 2014. .
 - [26] O. R. Padilla, “Estudio de Frecuencias Armónicas,” Universidad Autonoma de Nuevo Leon, 1995.
 - [27] P. Serb and G. Dana, “Study of the harmonics of current and voltage for a synchronous generator in the context of railway constraints,” pp. 1149–1154, 2016.
 - [28] M. H. Hashem, “Attenuation of Transformer Inrush Current Using Controlled Switching System on Delta-Star Transformer,” pp. 882–886, 2018.
 - [29] T. Wu, S. Member, C. Shen, J. Tsai, and H. Nien, “A PFC Control Circuit for Accommodating Line-Voltage Distortion and to Achieve High Power Factor and Reduce Harmonic Components,” pp. 2327–2332, 2005.
 - [30] N. Eghtedarpour, M. A. Karimi, and M. Tavakoli, “Harmonic Resonance in Power Systems - A Documented Case,” pp. 857–861, 2014.
 - [31] M. Jaccard, “Electricity Market Reform: An International Perspective,” *Energy Policy*, vol. 35, no. 4, pp. 2678–2679, 2007.
 - [32] M. Welsch *et al.*, “Europe’s energy transition: Insights for policy making,” *Eur. Energy Transit. Insights Policy Mak.*, pp. 1–323, 2017.
 - [33] M. Lalou, A. Loosli, and H. Sauvain, “Improvement of Power Transmission Capacity in Power Networks Equipped with FACTS Devices and Wide Area Control Systems : A case Study,” 2010.
 - [34] J. Lin, Y. Yuan, M. Jiang, P. Li, L. Gao, and C. Zhang, “Control System Performance research and measurement of Southern Suzhou 500kV power grid UPFC project,” *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, pp. 2685–2690, 2019.
 - [35] E. Engmeennng, “Unified Power Flow Controller (UPFC): its Versatility in Handling Power

- Flow and Interaction with the Network,” no. 380, pp. 1338–1343, 2002.
- [36] B. Vyakaranam, S. Member, M. Madrigal, and S. Member, “Dynamic Harmonic Evolution in FACTS via the,” vol. 00, no. 1, 2010.
- [37] S. Raghunath, “Devices For Voltage Injection,” pp. 39–44, 2014.
- [38] S. Mishra, S. Gupta, and A. Yadav, “Study on factors affecting distance protection scheme of UPFC compensated transmission lines,” pp. 143–148, 2020.
- [39] A. Hamache, M. O. Bensidhoum, and A. Ouslimani, “UPFC power flow tracking using decentralized discrete-time quasi-sliding mode control,” *2019 8th Int. Conf. Syst. Control. ICSC 2019*, pp. 164–169, 2019.
- [40] J. M. Ramírez, G. Caicedo, and R. E. Correa, *FACTS Sistemas de Transmisión Flexible*, Primera Ed. Universidad del Valle, 2017.
- [41] F. B. Alhasawi and J. V Milanovic, “Techno-Economic Contribution of FACTS Devices to the Operation of Power Systems With High Level of Wind Power Integration,” vol. 27, no. 3, pp. 1414–1421, 2012.
- [42] N. El-fikky Taha, “Comparison study between [AC and DC] {extra & ultra} high voltages over head transmission lines for interconnection,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 00, no. C, pp. 37–46, 2001.
- [43] M. A. Kamarposhti and H. Lesani, “Comparison between Parallels and Series FACTS Devices on Static Voltage Stability Using MLP Index,” pp. 257–262, 2010.
- [44] M. Roser, “Why did renewables become so cheap so fast? And what can we do to use this global opportunity for green growth? - Our World in Data,” 01-Dec-2020. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>. [Accessed: 13-Dec-2020].
- [45] L. Michi, G. Donnini, P. Capurso, A. Caldarulo, and F. Falorni, “An overview of the HVDC transmission system models in planning tools : the Italian experience,” 2019.
- [46] J. Blazquez, R. Fuentes, and B. Manzano, “On some economic principles of the energy transition,” *Energy Policy*, vol. 147, no. January, p. 111807, 2020.
- [47] M. Giuntoli, S. Schmitt, V. Biagini, M. Subasic, G. Gutermuth, and A. Krontiris, “Placement of HVDC links for reduction of network congestions,” pp. 6–11, 2019.
- [48] M. Migliori and S. Lauria, “Renewable sources integration using HVDC in parallel to AC traditional system : the Adriatic project,” 2019.
- [49] C. Chou, Y. Wu, G. Han, and C. Lee, “Comparative Evaluation of the HVDC and HVAC Links Integrated in a Large Offshore Wind Farm — An Actual Case Study in Taiwan,” vol. 48, no. 5, pp. 1639–1648, 2012.
- [50] D. Gunkel and D. Möst, “The German Transmission Grid Expansion in long- term perspective – What is the impact of Renewable Integration ?,” 2014.
- [51] D. E. L. A. Tecnolog, D. E. L. A. S. Tecnolog, A. S. Hvdc, F. Alternaring, and C. Transmission, “Líneas de transmisión en corriente continua. 1.”
- [52] A. Kalair, N. Abas, and N. Khan, “Comparative study of HVAC and HVDC transmission systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1653–1675, 2016.
- [53] M. A. Siyal, “Techno-Economic Analysis of HVDC Transmission Line Project of China-Pakistan Economic Corridor (CPEC),” no. September, pp. 10–12, 2018.
- [54] R. Kaseke, “Supplies for Remote Telecommunication Repeaters under Overhead HVDC

- Power Transmission,” pp. 26–29, 2009.
- [55] T. Lu, H. Feng, X. Cui, Z. Zhao, L. Li, and A. B. Theory, “Analysis of the Ionized Field Under HVDC Transmission Lines in the Presence of Wind Based on Upstream Finite Element Method,” vol. 46, no. 8, pp. 2939–2942, 2010.
- [56] R. Christie, “IEEE 14 Bus Test Case,” *University of Washington*, 1993. [Online]. Available: <http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/ieee14cdf.txt>. [Accessed: 01-Feb-2021].
- [57] G. Jaime, C. Henao, and Y. Loyo, “Identificación y evaluación de amenazas a la seguridad de infraestructuras de transporte y distribución de electricidad,” vol. 39, pp. 319–347, 2012.
- [58] F. De Carga and N. A. Rápido, “UNIVERSIDAD CENTRAL ‘ MARTA ABREU ’ DE LAS VILLAS . Flujo de Carga Newton-Raphson Acoplado Rápido con Técnicas para Orientar el Análisis en Caso de Divergencia .,” no. July, 2017.
- [59] M. Kłos, K. Wawrzyniak, and M. Jakubek, “Decomposition of power flow used for optimizing zonal configurations of energy market,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2015-Augus, 2015.
- [60] R. Muzzammel, M. Ahsan, and W. Ahmad, “Non-linear analytic approaches of power flow analysis and voltage profile improvement,” *2015 Power Gener. Syst. Renew. Energy Technol. PGSRET 2015*, 2015.
- [61] R. S. VELÁZQUEZ, “REDES NEURONALES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,” UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA INGENIERÍA ELÉCTRICA –, 2017.
- [62] G. W. Stagg, “Automatic Calculation of Load Flows,” vol. 1, 1922.
- [63] J. E. V. A. N. Ness, “Convergence of Iterative Load-Flow Studies,” pp. 1590–1595, 1960.
- [64] W. Hochwald and C. Kleiner, “Digital simulation of nonlinear electromagnetic circuits,” vol. M, no. 3.
- [65] A. Brameller and J. . Deanmead, “Some Improved Methods of Digital Network Analysis,” p. 1962, 1962.
- [66] Y. Kumar, K. Dwivedi, and G. Agnihotri, “Development of ANT Algorithm For Load Flow Analysis,” 2009.
- [67] J. E. V. A. N. Ness, “Iteration Methods for Load-Flow Studies,” no. August, pp. 583–586, 1959.
- [68] J. H. Griffin, “Elimination Methods for Load-Flow Studies,” pp. 299–302.
- [69] W. A. Alsulami, “Artificial neural network based load flow solution of Saudi national grid.”
- [70] M. Khaksar, “IMPROVING TRANSIENT STABILITY OF MICRO- GRID IN THE ISLANDING STATE AND AFTER IT USING DFACTS,” no. June, pp. 15–18, 2016.
- [71] G. S. Llumiquinga Paredes, “Análisis de Estabilidad Transitoria del sistema Eléctrico interconectado de la Empresa Estatal de Hidrocarburos Ecuatoriana,” INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE MONTERREY, 2013.
- [72] X. Jia, M. Zhou, and G. Li, “Study on Conjectural Variation Based Bidding Strategy in Spinning Reserve Markets,” pp. 1–5, 2006.
- [73] N. Miza and M. Razali, “Comparison of Spinning Reserve Allocation in Various Power Systems,” no. August, 2016.
- [74] K. Nakamura, Y. Yamada, R. Nono, T. Ohinata, K. Arimatsu, and O. Ichinokura, “A Novel

- 3-D Concentric-Winding-Type Three-Phase Variable Inductor for Reactive Power Compensation in Electric Power Systems,” vol. 53, no. 11, pp. 11–14, 2017.
- [75] T. Patcharoen, A. Ngaopitakkul, and C. Pothisarn, “Inrush Current Analysis for Switching Large Shunt Capacitor Bank in a 230 kV Substation System,” pp. 1325–1329, 2013.
- [76] D. I. DATA, “Generation Sources.” p. 2017, 2017.
- [77] REE, “Sistema Eléctrico Ibérico,” p. 1, 2015.
- [78] E. Palo *et al.*, “Sistema eléctrico peninsular,” *Red Eléctrica España*, 2017.
- [79] Red Electrica de España, “Ava n c e 2 0 17,” 2017.
- [80] J. Miquel Torta, S. Marsal, and M. Quintana, “Assessing the hazard from geomagnetically induced currents to the entire high-voltage power network in Spain Extremely Severe Space Weather and Geomagnetically Induced Currents in Regions with Locally Heterogeneous Ground Resistivity,” *Earth, Planets Sp.*, vol. 66, no. 1, pp. 1–17, 2014.
- [81] G. J. Correa and J. M. Yusta, “Structural vulnerability in transmission systems: Cases of Colombia and Spain,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 408–418, 2014.
- [82] I. ABB Power T&D, “Máquinas Síncronas,” 2009.
- [83] J. J. Greinger and W. D. Stevenson, *Analisis-de-Sistemas-de-Potencia-Sep-Grainger-stevenson.pdf*, 5th ed. North Carolina: Mc Graw Hill, 2010.
- [84] T. A. Association, “Aluminium-Electrical-Conductor-Handbook.pdf.” The Aluminum Association, Washington, 1989.
- [85] REE, “PSS-E RED Red Eléctrica de España REE,” 2015.
- [86] R. Baldick, B. Chowdhury, and I. Dobson, “Vulnerability Assessment for Cascading Failures in Electric Power Systems,” no. July 2014, 2009.
- [87] C. Genesi, G. Granelli, M. Innorta, P. Marannino, M. Montagna, and F. Zanellini, “Identification of Critical Outages Leading to Cascading Failures in Electrical Power Systems,” no. June 2014, 2007.
- [88] E. H. Unibertsitatea, B. Ingeniaritza, and G. O. I. Eskola, “Universidad del país vasco euskal herriko unibertsitatea escuela técnica superior de ingeniería de bilbao bilboko ingeniaritza goi eskola teknikoa,” no. c, 2015.
- [89] A. Gamil, M. Schiessl, F. Schatzl, and E. Schlücker, “Improvements on Thermal Performance of Power Transformers : Modelling and Testing,” no. October, pp. 7–9, 2019.
- [90] B. Sebastian, “Transient Stability Analysis of Multi-machine Power System and First Swing Stability Analysis using SVC,” pp. 8–11.
- [91] “Finance enquiry | Financing | Siemens Global.” [Online]. Available: <https://new.siemens.com/global/en/products/financing/finance-enquiry.html>. [Accessed: 10-May-2021].
- [92] “PVPC | ESIOS electricidad · datos · transparencia.” [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc>. [Accessed: 10-May-2021].
- [93] “Marché de l’électricité - Suivez les données des bourses | RTE.” [Online]. Available: <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-donnees-de-marche>. [Accessed: 10-May-2021].
- [94] V. & G. T. Co., “Price Index,” 2019.

- [95] Sambalpur Electrical Division, "238629108-5-MVA-Trans-Estimate." Sambalpur Electrical Division.
- [96] S. Energy, "FACTS : Solutions for industry," 2021.
- [97] UNAH, "(1061) Potencial de expansión de tecnologías eficientes en Honduras y Requerimientos de un UPFC - YouTube," 2020. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=6hMwgWO2yC4&t=1674s>.
- [98] Y. Pipelzadeh, B. Chaudhuri, S. Member, and T. C. Green, "Role of Western HVDC Link in Stability of Future Great Britain (GB) Transmission System," no. July, 2015.
- [99] Banco de España, "Economía Internacional Indicadores Económicos," 2021.
- [100] "Spain - Countries & Regions - IEA." [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/spain#analysis>. [Accessed: 12-May-2021].
- [101] "Integration of Renewable Energy into Present and Future Energy Systems — IPCC." [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation/integration-of-renewable-energy-into-present-and-future-energy-systems/>. [Accessed: 12-May-2021].
- [102] F. Energética, "FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÍA FINAL -ENERGÍA PRIMARIA y FACTORES DE EMISIÓN DE CO 2 - 2010," no. 2, p. 2011, 2011.

ANEXO I: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE MODELO

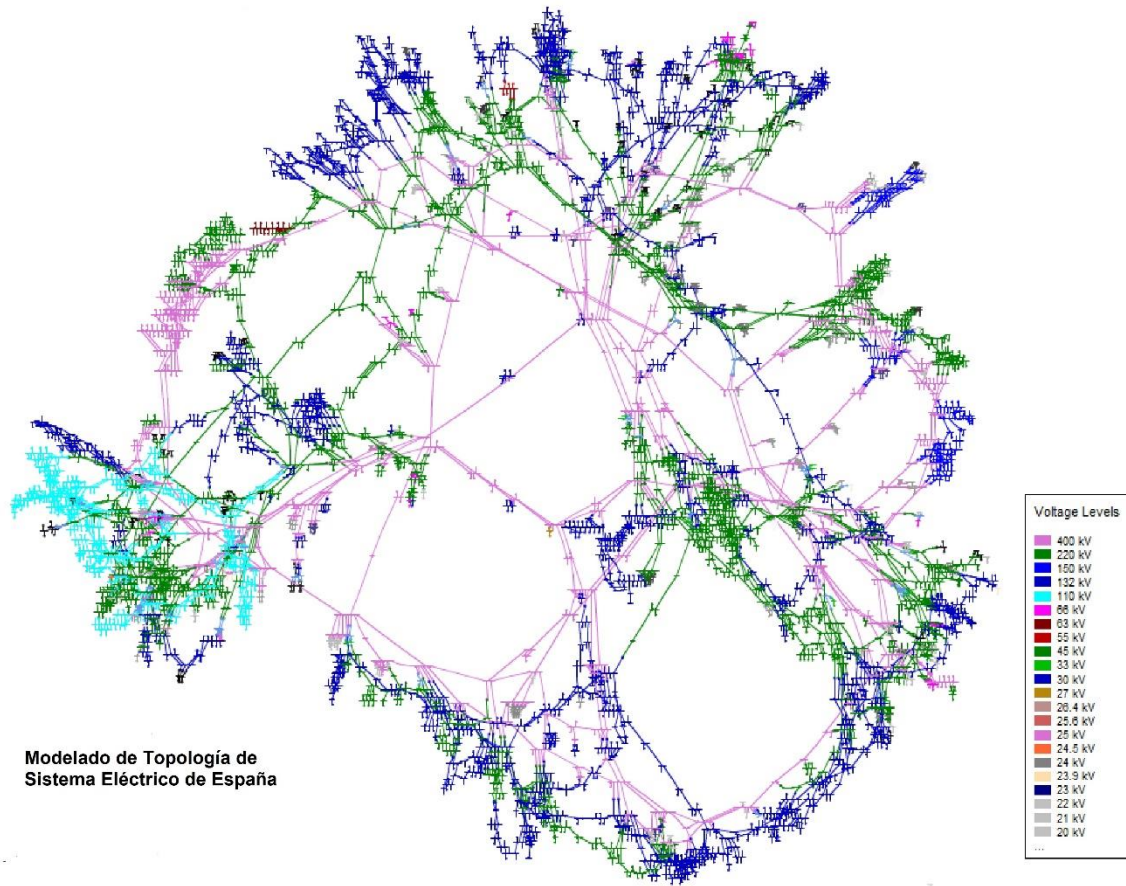


Imagen A. Ilustración de Representación de Modelo completo

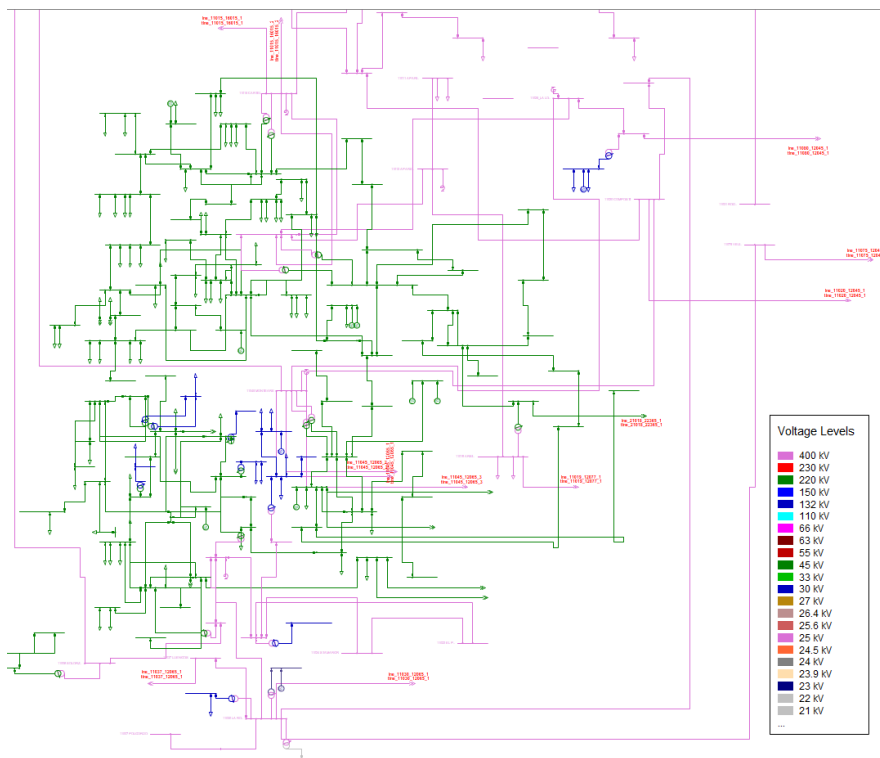


Imagen B. Diagrama Unifilar de Red NorOeste

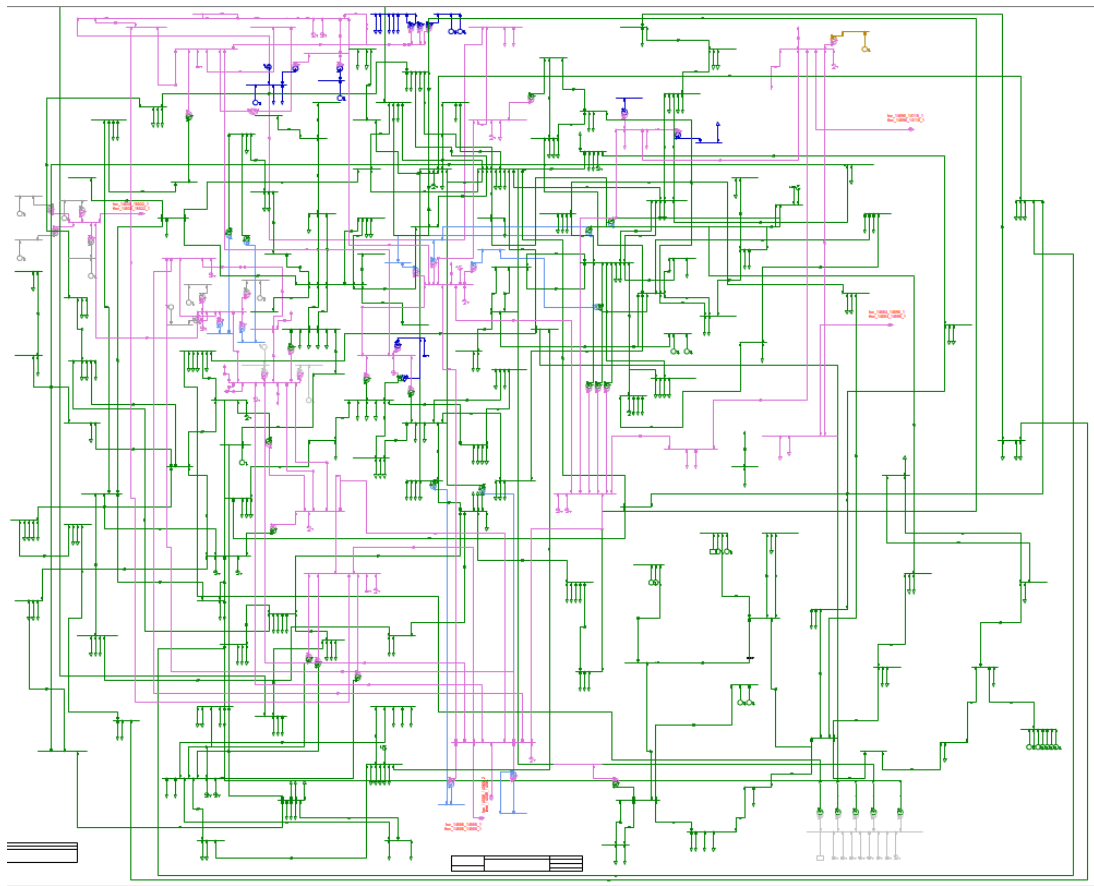


Imagen C. Diagrama Red Central

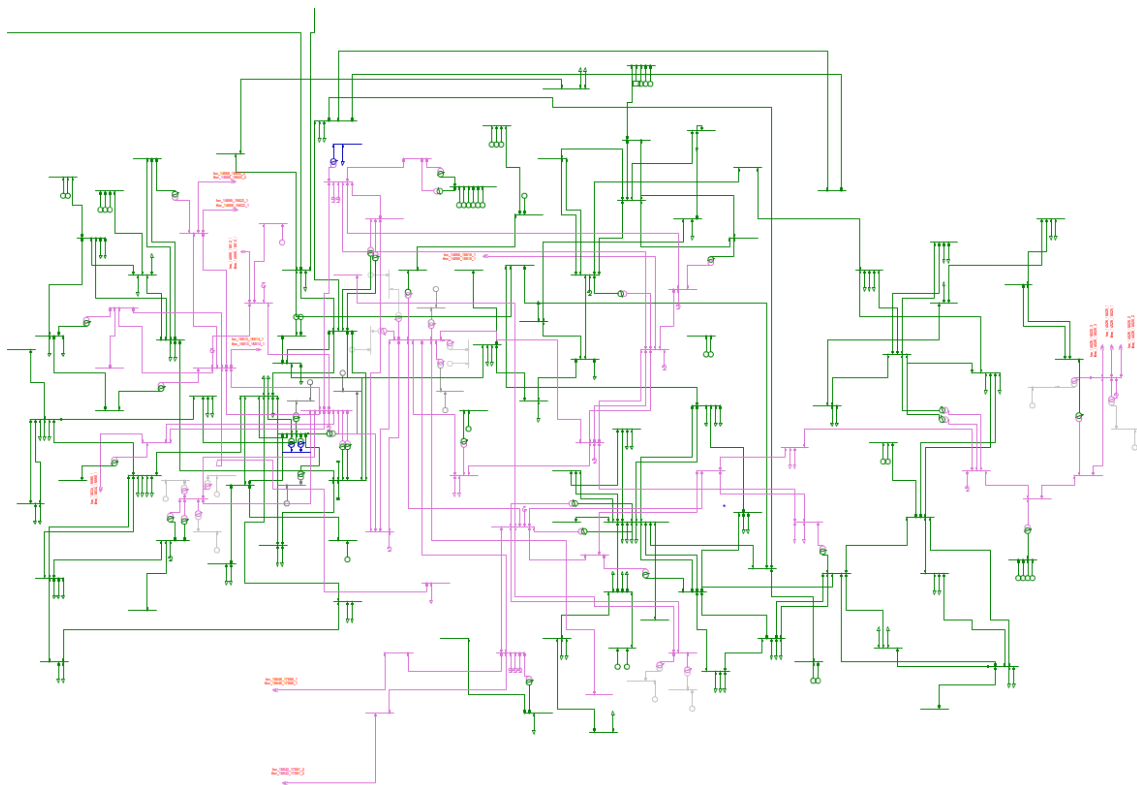


Imagen D. Diagrama Red Sur

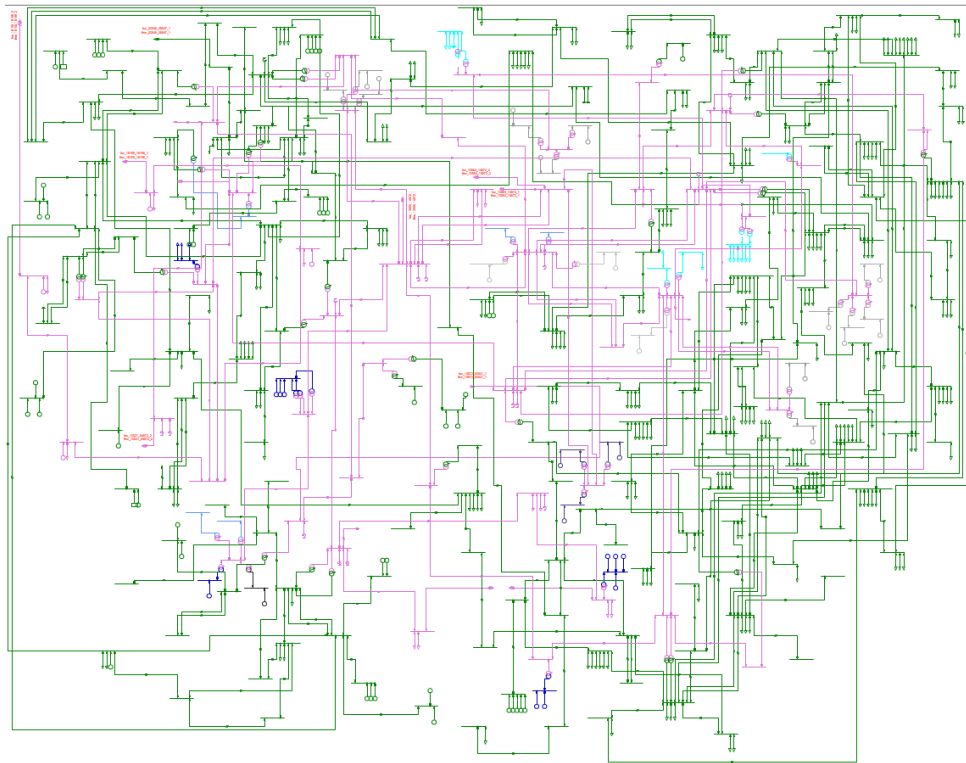


Imagen E. Diagrama de Red Este

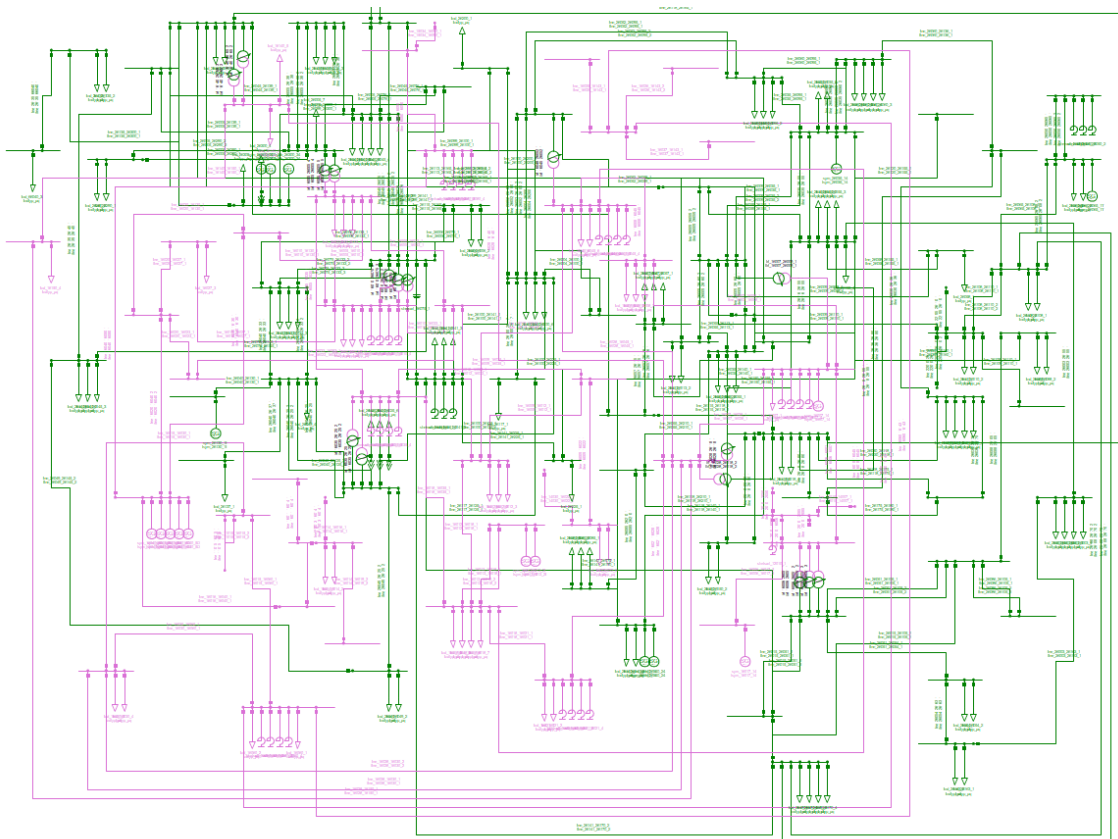


Imagen F. Diagrama Red Portugal

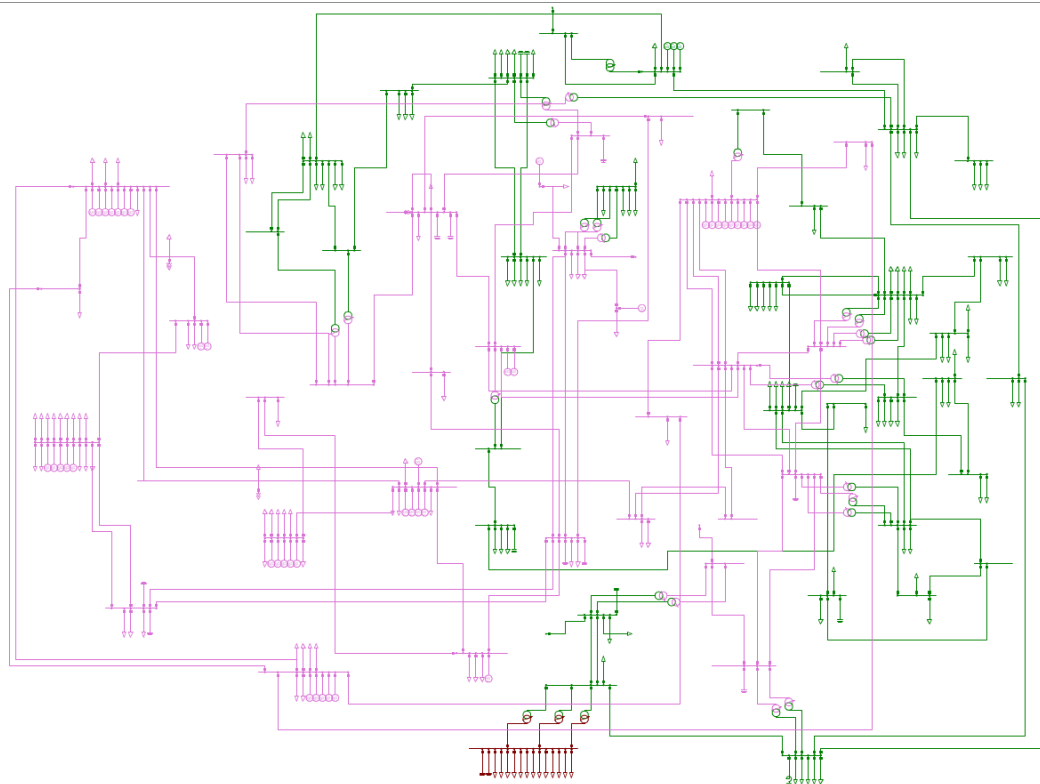


Imagen G. Diagrama Red Francia

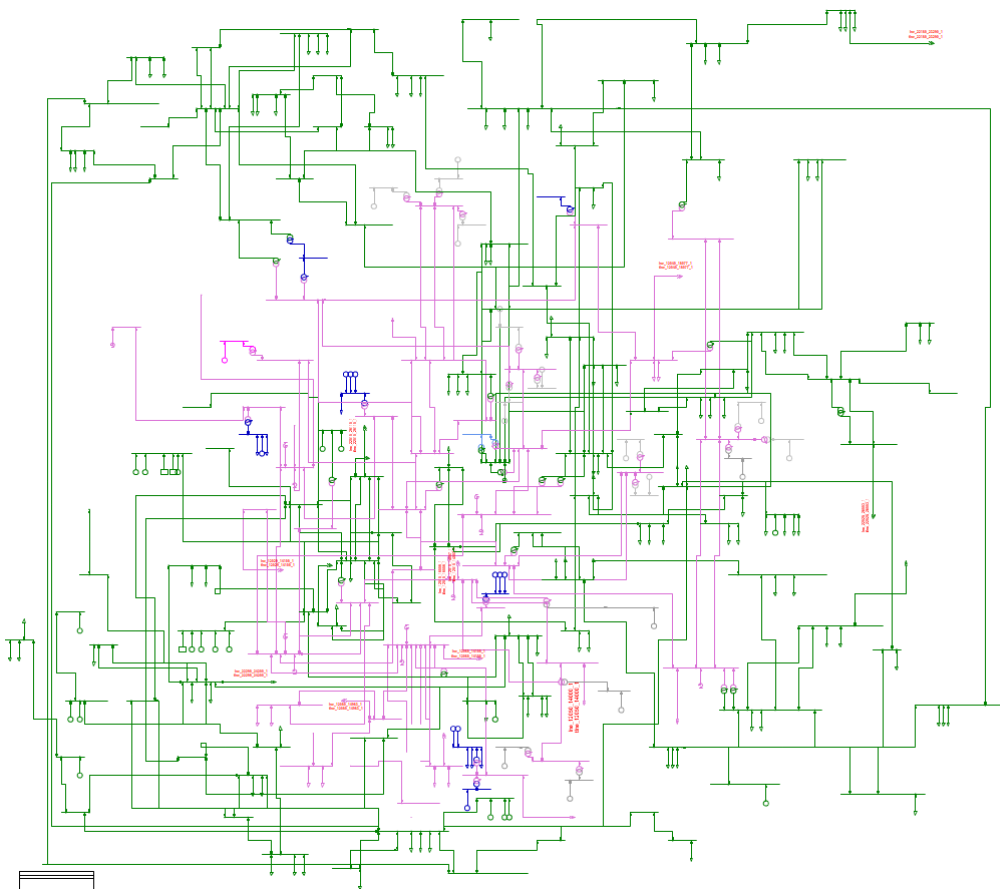


Imagen H. Diagrama Red Francia

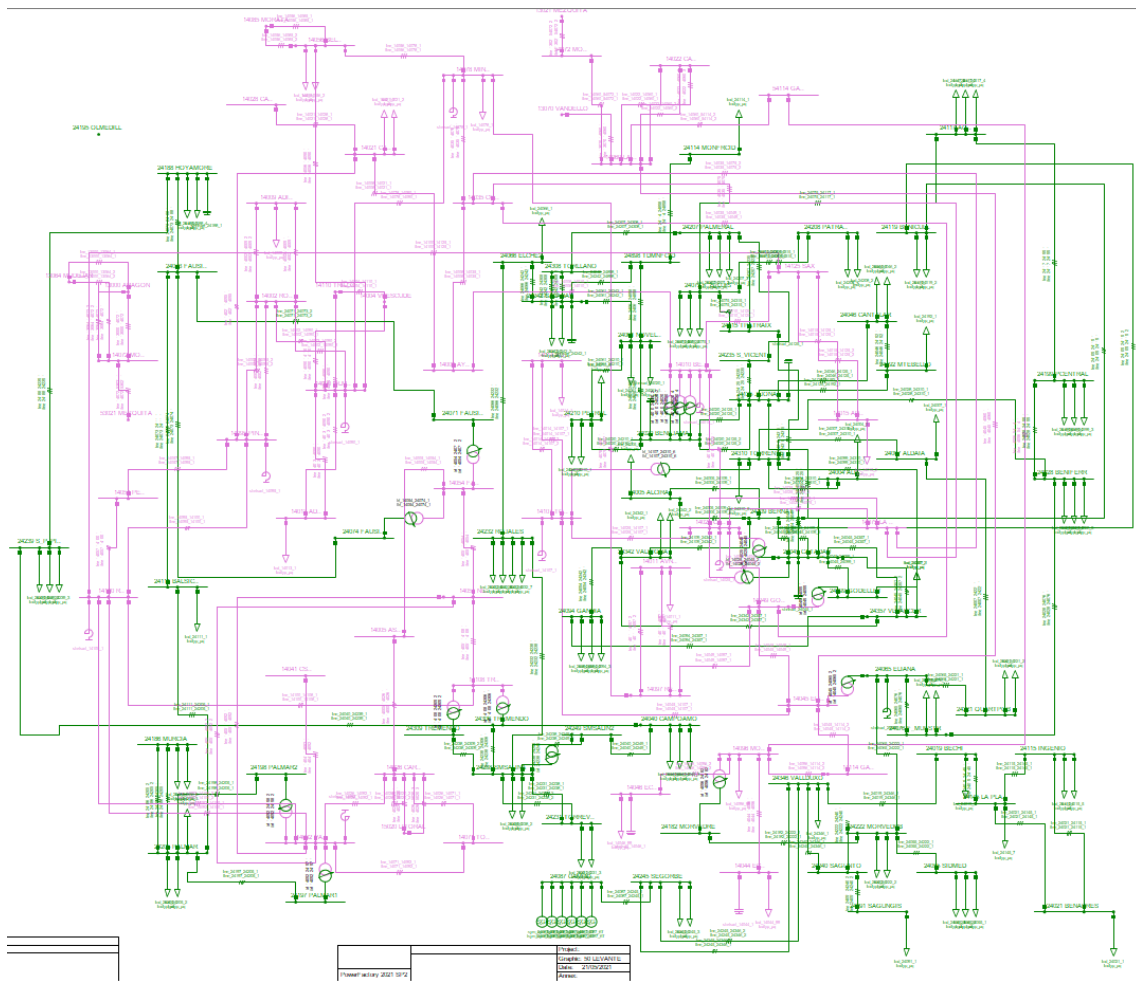


Imagen I. Diagrama Red Levante

ANEXO II: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE RESULTADOS DE MAGNITUD DE TENSIÓN EN BARRAS

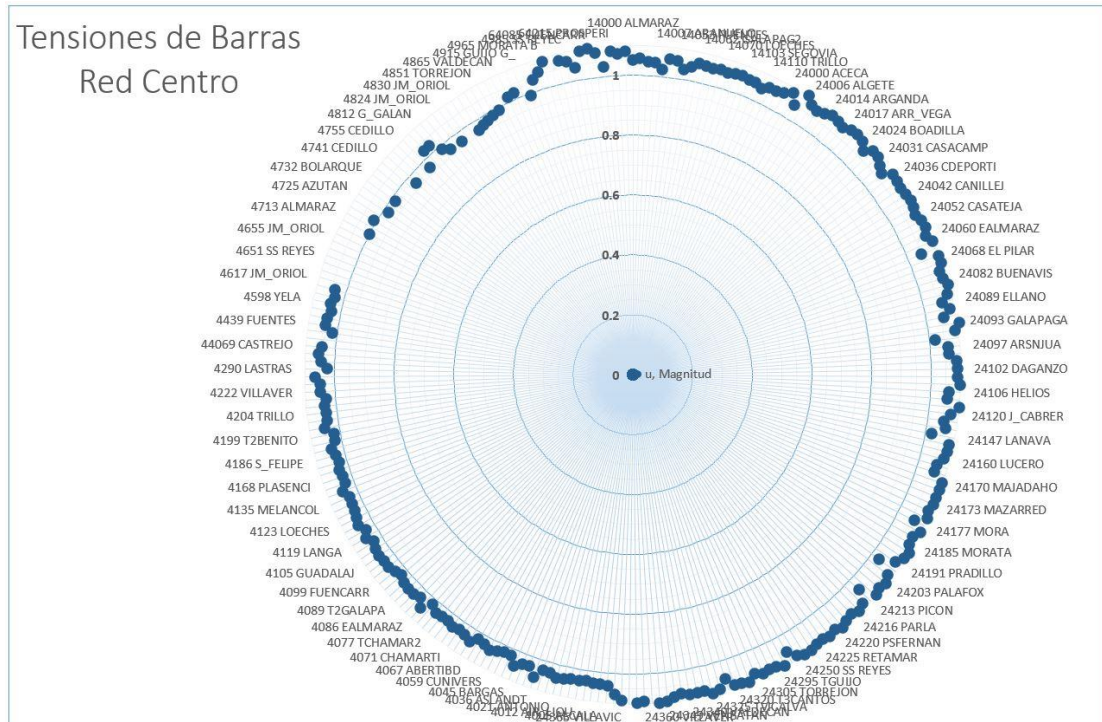


Imagen J. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en Red Central

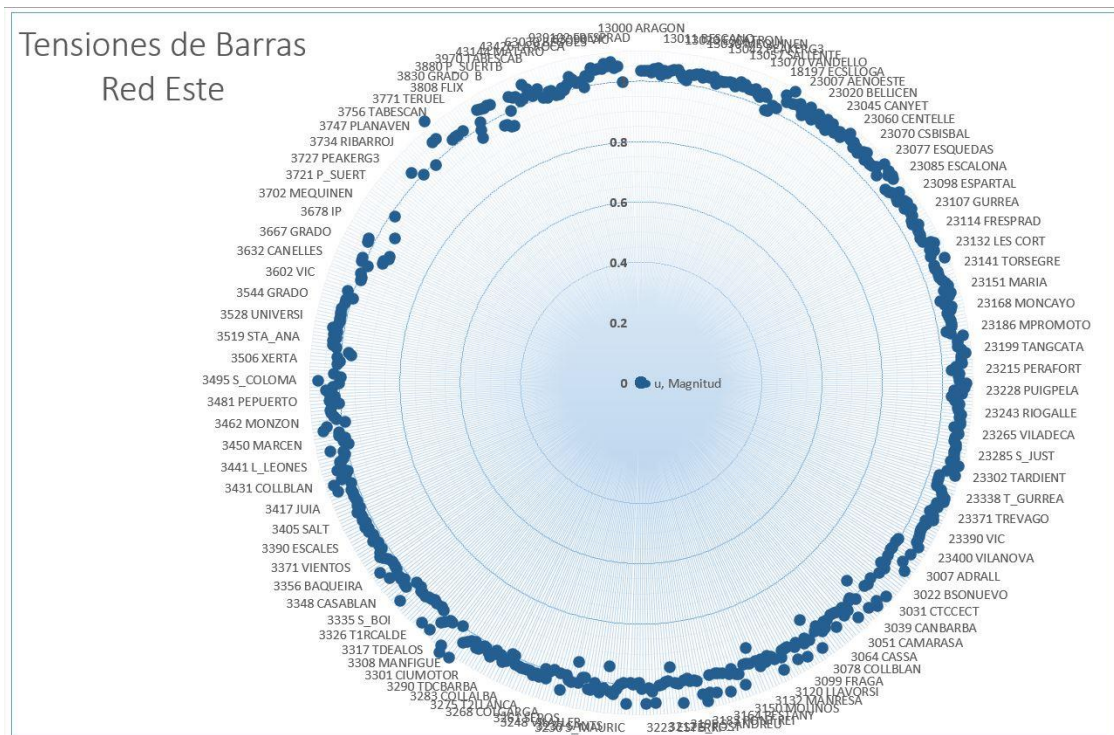


Imagen K. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en Red Este

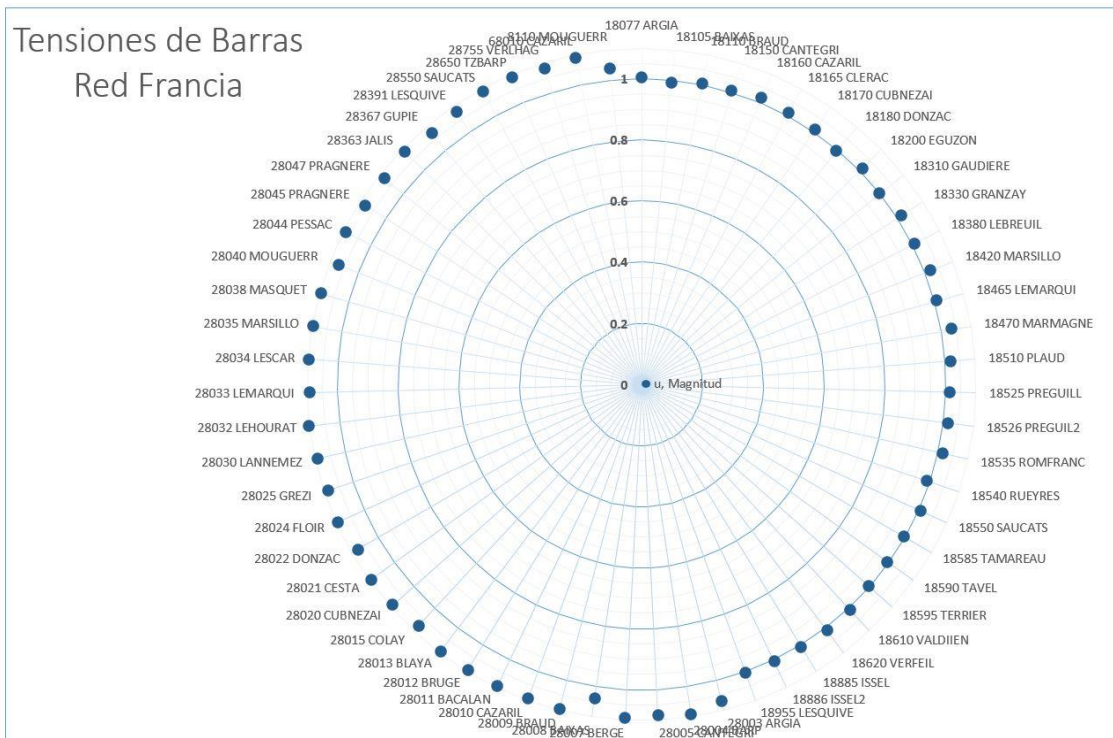


Imagen L. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en Red de Francia

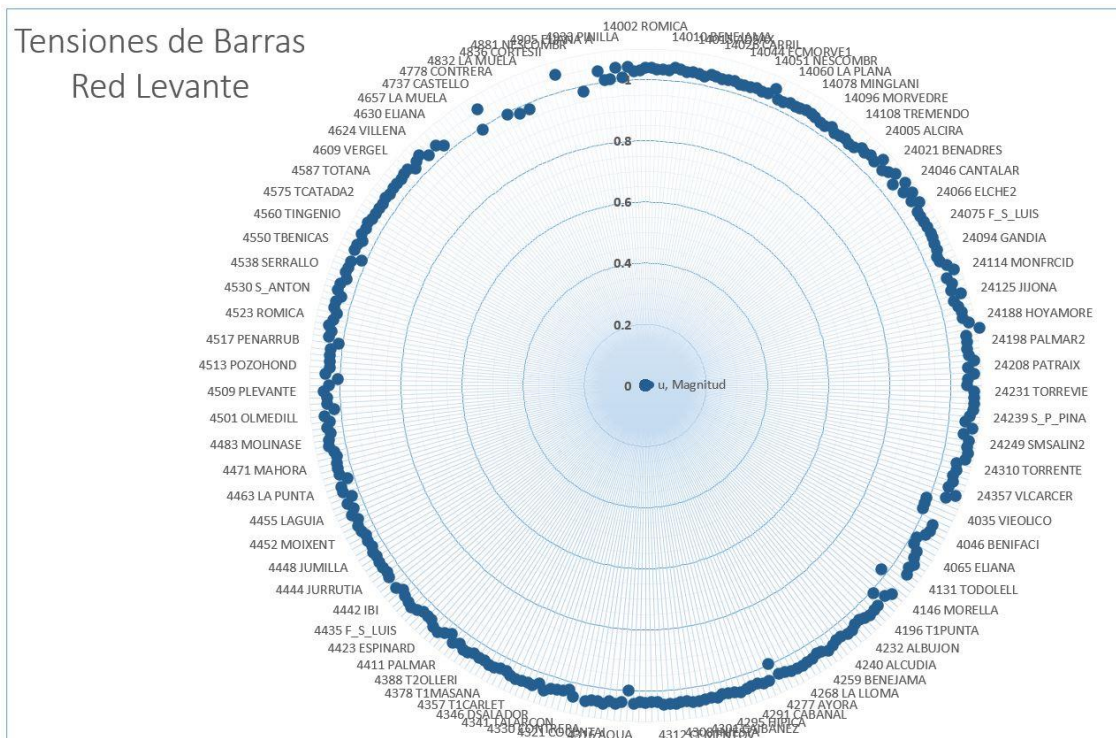


Imagen M. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en red Levante

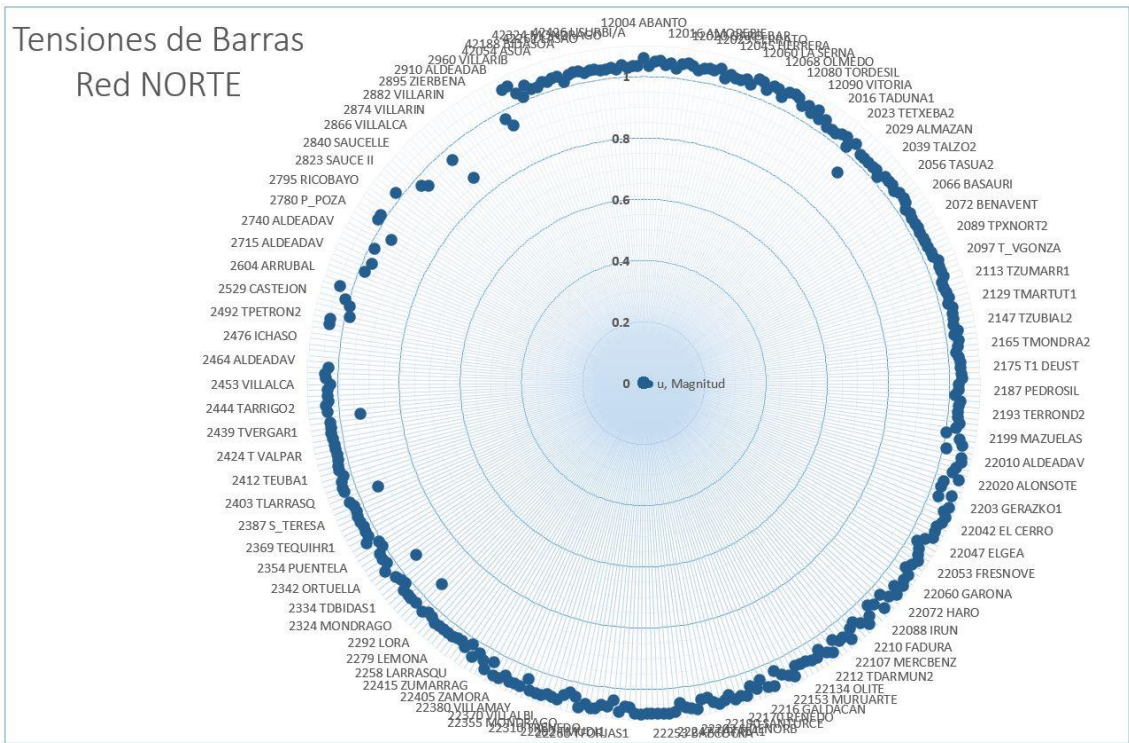


Imagen N. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en red Norte

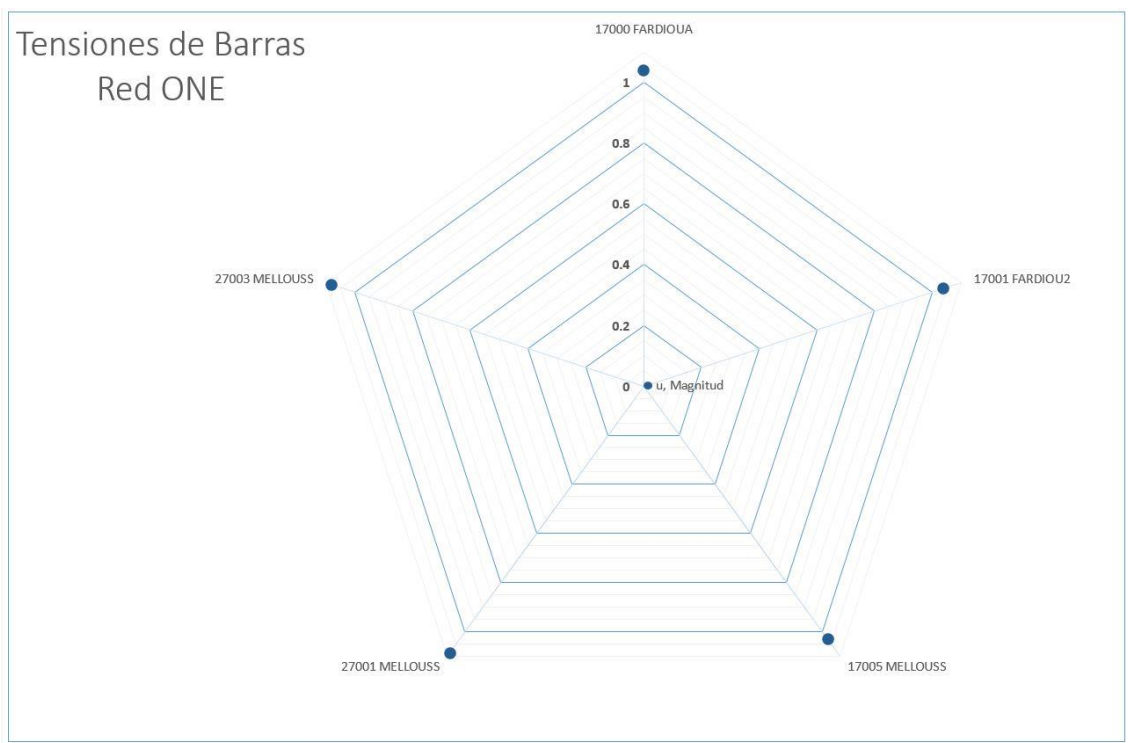


Imagen O. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en red ONE

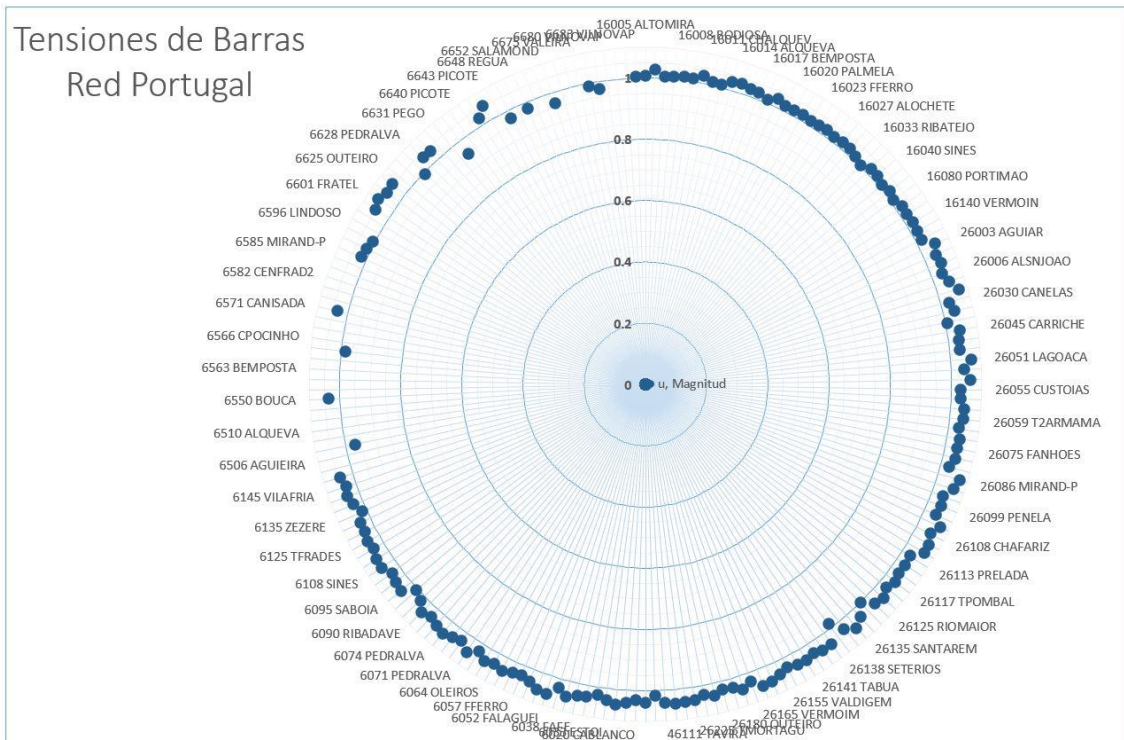


Imagen P. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en red Portugal

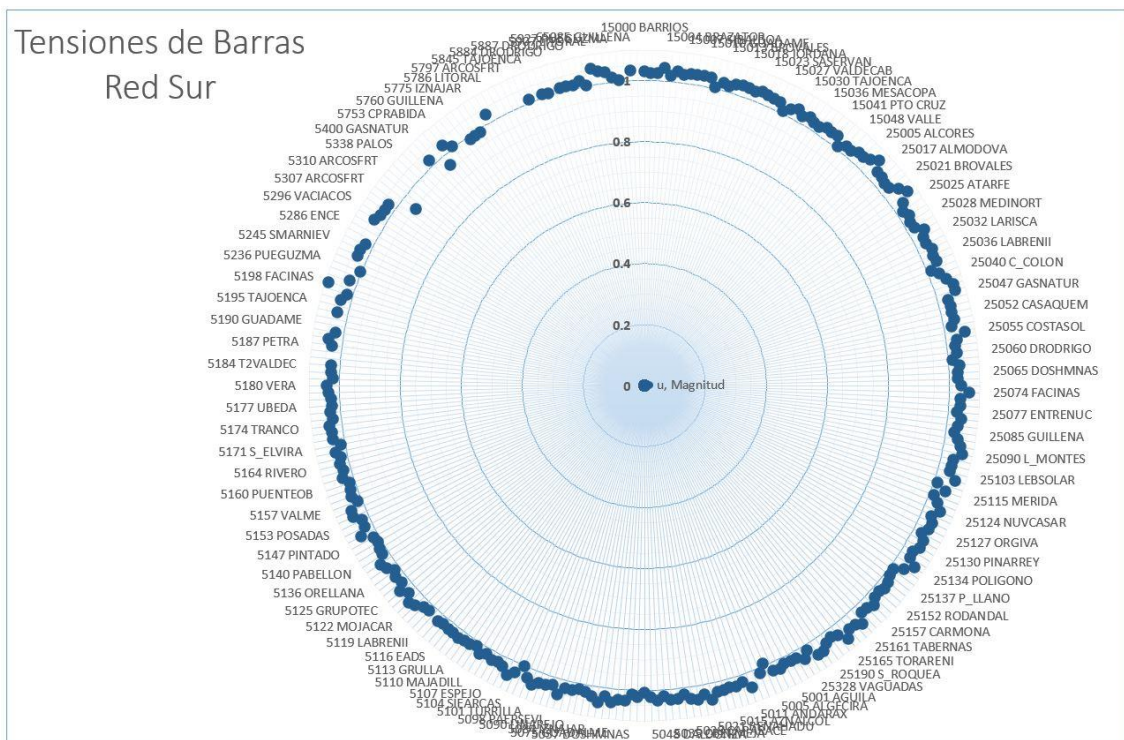


Imagen Q. Ilustración de resultados de valores de tensión a través de flujos de potencia de Newton Raphson en red Sur

ANEXO III: TERMOGRAMAS DE MODELO DEL SEP ESPAÑOL

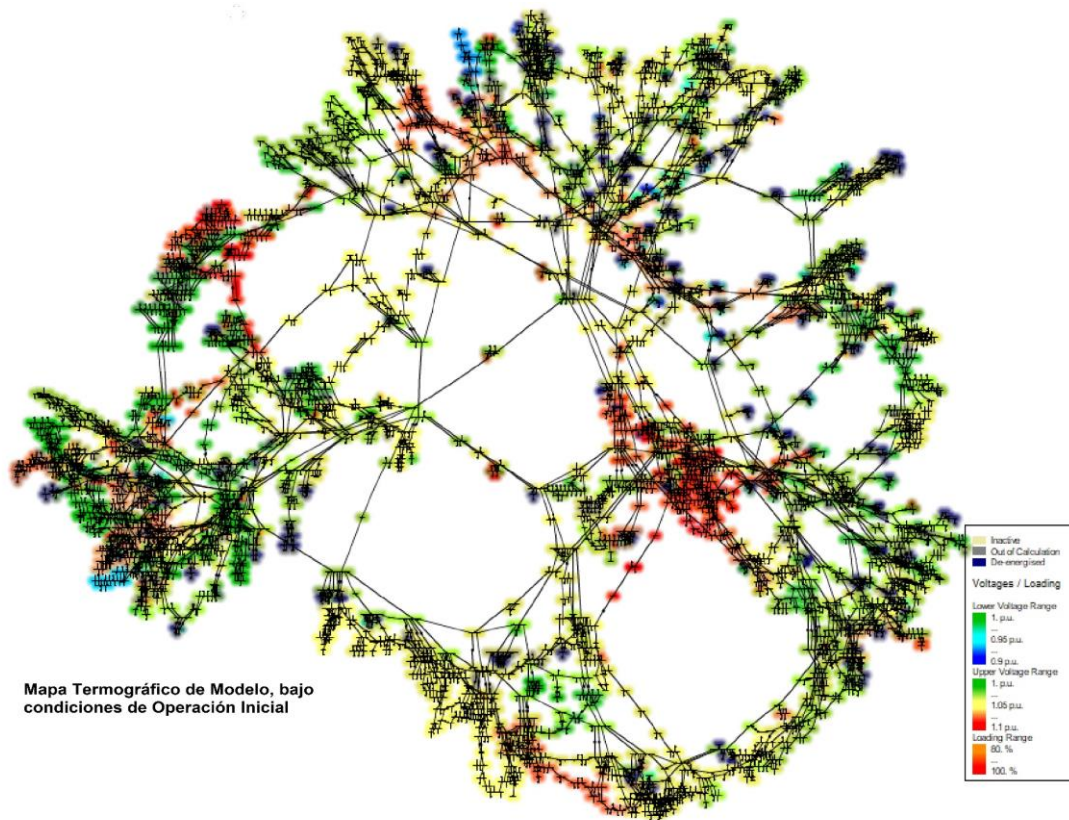


Imagen R. Ilustración de Termograma de estado inicial de la Red Completa (modelo completo de la red española)

ANEXO IV: REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE RESULTADOS DE MAGNITUD DE TENSIÓN EN BARRAS EN RED CENTRAL DADAS LAS IMPLANTACIONES TECNOLÓGICAS

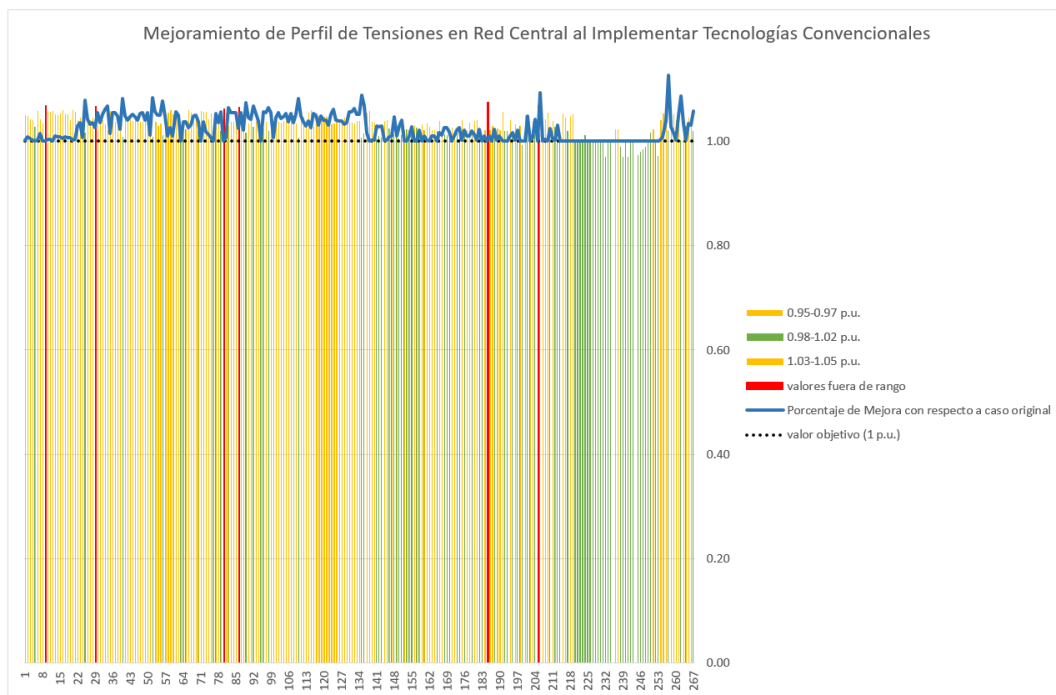


Imagen S. Gráfico complementario de resultados expuestos en Figura 51

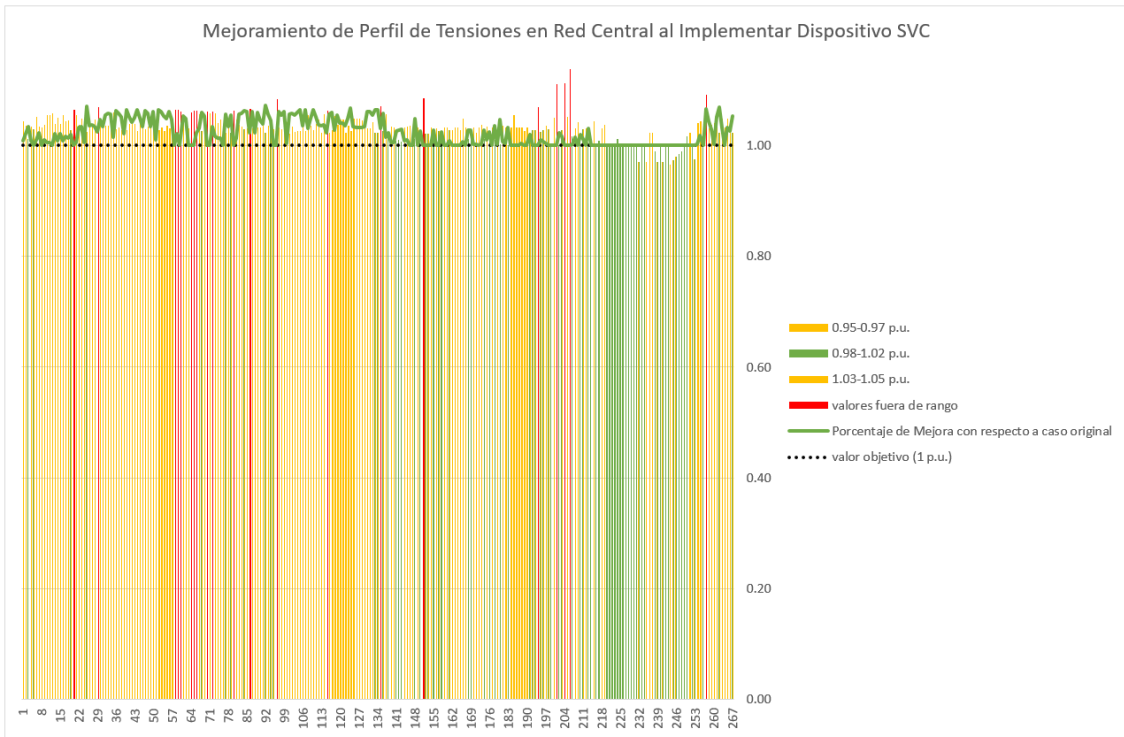


Imagen T. Gráfico complementario de la Figura 55.

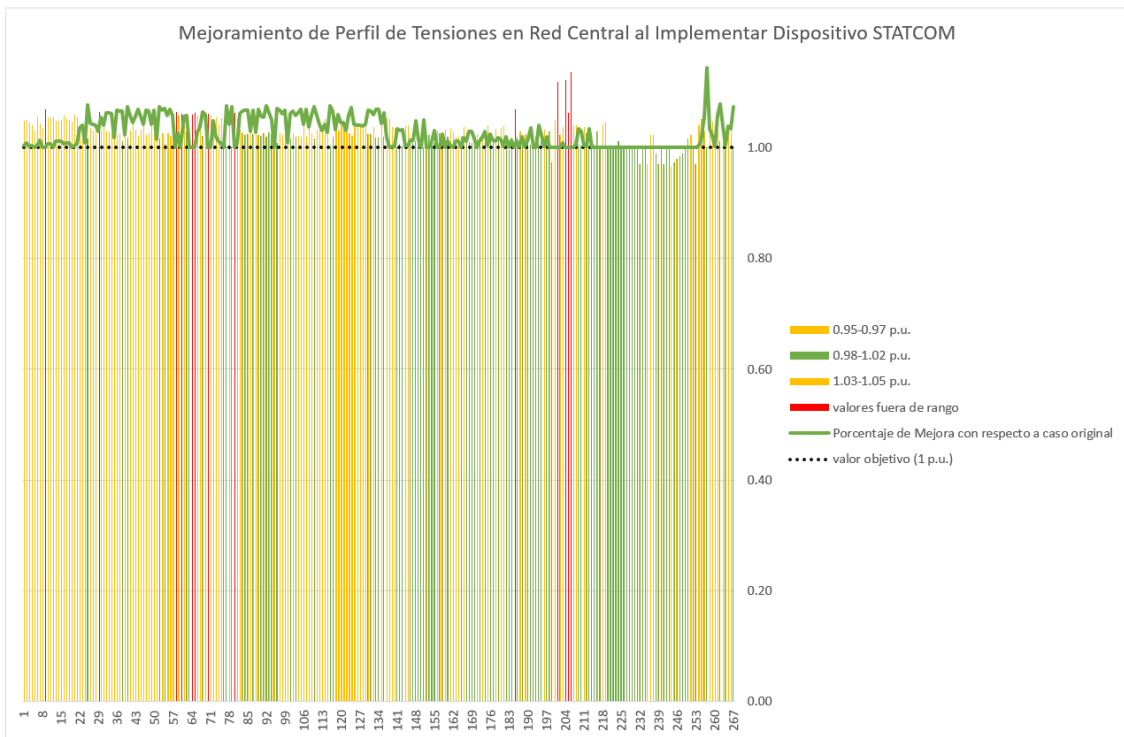


Imagen U. Gráfico complementario de la Figura 58.

DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

“Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable: Aplicación a la Red Española”

Índice de Contenido

PRESUPUESTO

1.1.Introducción	178
1.2. Detalle y Clasificación.....	178
1.2.1 Costes Personales.....	178
1.2.2 Costes Materiales	179
1.2.3 Coste de Software	179
1.2.3 Costes Indirectos	180

Índice de Tablas

Tabla 1. Costes Materiales	179
Tabla 2. Costes de Software	179
Tabla 3. Presupuesto Final	180

PRESUPUESTO

1.1. Introducción

El presente documento, describe el presupuesto asociado a la realización de trabajo de investigación; detallando y clasificando cada uno de ellos, orientado bajo los siguientes conceptos: costes personales, costes materiales, costes de software y costes indirectos.

Es necesario indicar, que el trabajo realizado, data de una investigación sobre las tecnologías en el ámbito de transmisión, en donde evalúa, las opciones que aportan mayores beneficios al sistema eléctrico de España, en el área de transmisión de energía eléctrica con relación a topología de la red, disturbios en la red y adaptabilidad de energías renovables en la misma. Dicho lo anterior, se entiende que el presente documento, argumenta desde una postura de un consultor tecno-energético, la realización en forma de la íntegra investigación.

1.2. Detalle y Clasificación

Tal como se describe en 1.1, donde se hace mención de la clasificación que conforma la estructura presupuestal de la realización del proyecto, esta sección desarrolla tales conceptos para la adecuada comprensión del desarrollo implicado en el proceso.

1.2.1 Costes Personales

Tales costes, reflejan el coste de lo que representa la autoría del trabajo investigativo, por lo que, entendiendo tal enfoque, se facilitan los datos personales de quien realiza el trabajo:

- Nombre: Bryan Raúl Duarte Sosa
- Autor y Desarrollador de la Investigación
- Jornada Activa: 3.5 horas aproximadamente al día
- Duración: 215 días
- Estimación de honorarios por hora: 20€ la hora
- Coste por pagos bajo conceptos de seguro privado y seguridad social, coste de indemnizaciones, coste de formación personal y dietas: 30%
- Coste total: 19,565.00€.

El coste total, por concepto del individuo asciende a 19,565.00€

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española

1.2.2 Costes Materiales

La presente sección hace referencia a los elementos materiales, que denotan un coste relativo para la realización del proyecto investigativo.

Tabla 1. Costes Materiales

Dispositivo	Coste sin Amortización	Duración de uso (meses)	Vida media (años)	Coste por hora	Coste con amortización
ASUS ROG ZEPHYRUS	2,400.00 €	10	5	0.53 €	400.00 €
Total (€)=					400.00 €

El coste total de materiales asciende a 400 €

1.2.3 Coste de Software

Para la realización de la investigación, se necesitaron diversas licencias de software, los cuales se representan a continuación:

Tabla 2. Costes de Software

Concepto Software	Coste sin Amortización	Duración de uso (meses)	Vida Media (años)	Coste por hora	Coste con amortización
Licencia de Software (DIGSilent Power Factory)	5,000.00 €	10 meses	1 año	5.54 €	4,166.66 €
Window 10 Pro	259.00 €	10 meses	Indefinido	0.03 €	25.90 €
Microsoft Teams	Gratuito	10 meses	-	-	-
Microsoft Office	105.60 €	10 meses	1 año	0.12 €	88.00 €
Total=					4,280.56 €

El Coste total por concepto de requerimientos de software ascienden a 4,280.56 €.

Estudio de Tecnologías para la Mejora de la Eficiencia en el Transporte de Energía Eléctrica en
Redes Saturadas Convencionales Expuestas a la Producción Masiva de Origen Renovable:
Aplicación a la Red Española





1.2.3 Costes Indirectos

Habiendo llegado a este punto, se precisa consolidar los totales de las secciones anteriores, ascendiendo estos a la cantidad de 24,245.56€ y teniendo en cuenta por conceptos de costes indirectamente ligados a la realización del trabajo, se estiman en un 10% de tal cantidad antes mencionada; por lo que el coste total es de 26,670.12 €.

Por lo tanto, es posible a partir de lo planteado definir el planteamiento presupuestario final, el cual se ve a continuación a través de Tabla 3.

Tabla 3. Presupuesto Final

Presupuesto Final	(€)
Costes Personales	19,565.00 €
Costes Materiales	400.00 €
Costes de Software	4,280.56 €
Costes Indirectos	2,424.56 €
Total Costes Sin IVA	26670.12 €
IVA: 21%	5,600.72 €
Total Costes con IVA	32,270.84 €

	Concepto de Costes Activos
	Subtotal
	Impuesto al Valor Agregado
	Total de Presupuesto

Total de Costes sin IVA: 26,670.12 €

IVA: 21%

Presupuesto: 32,270.84 €