

**IMPACTO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA
OPERACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

CÉSAR ADRIÁN MUÑOZ BUITRAGO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE MAestrÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2020**

**IMPACTO LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA
OPERACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

**Proyecto de Grado para Optar al Título de
Magister en Ingeniería Eléctrica**

CÉSAR ADRIÁN MUÑOZ BUITRAGO

Director

ING. RAMÓN ALFONSO GALLEGO RENDÓN Ph.D.

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2020**

Nota de Aceptación:

Ing. Andrés Domínguez Castaño Ph.D.
Jurado

Ing. Alfonso Alzate Gómez MSc.
Jurado

Ing. Ramón Gallego Rendón. Ph.D.
Director

Pereira (Risaralda), enero de 2020

A mi PADRE por la senda que me enseñó

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a la vida y la familia. A mi madre, por todas sus noches en vela al pendiente de mí. A mi padre, por mostrarme el camino que hoy me trae hasta aquí. A mi esposa, por impulsarme a cerrar etapas de mi vida que estaban sin concluir. A mis hermanos, por el ánimo que siempre me brindan. A mis amigos, por el apoyo y colaboración prestada.

Extiendo también un agradecimiento especial a mis amigos, compañeros y colegas: Rafael Páez, Ricardo Pardo y Rubén Jaramillo por sus aportes en este trabajo.

Así mismo quiero agradecer al Profesor Ramón Gallego a quien considero mi mentor en mi formación como Ingeniero.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN.....	21
1.1 Esquema Temático	24
1.2 Referencias	25
2 TENDENCIA MUNDIAL.....	26
2.1 Referencias	38
3 OPERACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	40
3.1 Control de Frecuencia	41
3.1.1 Inercia y Autorregulación	45
3.1.2 Control Primario de Frecuencia	48
3.1.2.1 Modelamiento de los Componentes del Control Primario	49
3.1.2.1.1 Modelo del Generador	49
3.1.2.1.2 Modelo de la Carga	50
3.1.2.1.3 Modelo de la Turbina	51
3.1.2.1.4 Modelo del Regulador	53
3.1.2.2 Modelo General del Control Primario de Frecuencia	59
3.1.2.3 Parámetros de Ajuste del Control Primario de Frecuencia.....	60
3.1.3 Control Secundario de Frecuencia	61
3.1.3.1 Control Secundario de Frecuencia para un Sistema Aislado.....	62
3.1.3.2 Control Secundario de Frecuencia para un Sistema con Dos Áreas	63
3.1.3.3 Modelo General del Control Secundario de Frecuencia.....	68
3.1.3.4 Parámetros de Ajuste para el Control Secundario de Frecuencia.....	70
3.1.4 Control Terciario de Frecuencia	73
3.1.5 Otros Mecanismos de Control de Frecuencia.....	76
3.2 Control de Tensión.....	77
3.2.1 Elementos para el Control de Tensión	80
3.2.1.1 Modelamiento de los Elementos del Control de Tensión	80
3.2.1.1.1 Condensadores.....	83

3.2.1.1.2	<i>Reactores</i>	85
3.2.1.1.3	<i>Líneas de Transmisión</i>	87
3.2.1.1.4	<i>Transformadores con Cambiadores de Taps</i>	108
3.2.1.1.5	<i>Generadores Síncronos</i>	109
3.2.1.1.6	<i>Compensadores Síncronos</i>	110
3.2.1.1.7	<i>Dispositivos FACTS</i>	110
3.2.1.1.8	<i>Control VQ</i>	111
3.2.2	<i>Mecanismos de Control de Tensión</i>	112
3.2.2.1	<i>Estrategias de Control de Tensión</i>	114
3.2.2.1.1	<i>Control Jerárquico de Tensión</i>	115
3.2.2.1.2	<i>Control Centralizado de Tensión</i>	115
3.2.2.1.3	<i>Control Distribuido de Tensión</i>	116
3.3	<i>Control Topológico de la Red</i>	117
3.3.1	<i>Maniobras en Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	118
3.3.1.1	<i>Subestaciones Eléctricas</i>	119
3.3.1.1.1	<i>Configuraciones de Subestaciones</i>	121
3.3.2	<i>Criterios de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia</i>	125
3.4	<i>Referencias</i>	127
4	<i>FUNCIONAMIENTO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE</i>	129
4.1	<i>Definición de FERNC y DER</i>	130
4.1.1	<i>Fuentes de Energía Renovable No Convencionales FERNC</i>	130
4.1.2	<i>Recursos Energéticos Distribuidos DER</i>	131
4.2	<i>Tecnologías de Generación</i>	131
4.2.1	<i>Energía Solar Fotovoltaica</i>	132
4.2.1.1	<i>Radiación Solar</i>	134
4.2.1.2	<i>Operación de los Paneles Solares</i>	138
4.2.1.3	<i>Interconexión con la Red</i>	142
4.2.2	<i>Energía Solar Térmica</i>	144
4.2.3	<i>Energía Eólica</i>	147
4.2.3.1	<i>Dinámica del Viento</i>	149

4.2.3.2	<i>Principios de Generación Eólica</i>	151
4.2.3.3	<i>Operación de las Turbinas Eólicas</i>	156
4.2.3.4	<i>Interconexión con la Red</i>	167
4.2.4	<i>Otros Tipos de Tecnologías</i>	168
4.2.4.1	<i>Energía del Mar</i>	168
4.2.4.2	<i>Energía Geotérmica</i>	173
4.2.4.3	<i>Energía de la Biomasa</i>	174
4.3	<i>Sistemas de Almacenamiento de Energía</i>	175
4.3.1	<i>Acumulación por Bombeo</i>	176
4.3.2	<i>Aire Comprimido</i>	177
4.3.3	<i>Almacenamiento de hidrógeno</i>	178
4.3.4	<i>Almacenamiento Térmico</i>	179
4.3.5	<i>Baterías</i>	180
4.3.6	<i>Supercondensadores</i>	181
4.3.7	<i>Almacenamiento por Superconductores</i>	182
4.3.8	<i>Volantes de inercia</i>	183
4.4	<i>Sistemas de Interconexión a la Red</i>	183
4.5	<i>Referencias</i>	185
5	<i>IMPACTO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE</i>	186
5.1	<i>Estabilidad de Sistemas de Potencia</i>	186
5.1.1	<i>Estabilidad de Ángulo</i>	190
5.1.1.1	<i>Estabilidad de Pequeña Señal</i>	193
5.1.1.2	<i>Estabilidad Transitoria</i>	194
5.1.2	<i>Estabilidad de Frecuencia</i>	195
5.1.3	<i>Estabilidad de Tensión</i>	197
5.1.3.1	<i>Clasificación de la Estabilidad de Tensión</i>	201
5.1.3.1.1	<i>De Acuerdo con el Tipo de Perturbación</i>	201
5.1.3.1.2	<i>De Acuerdo con el Tiempo de Análisis</i>	202
5.2	<i>Impacto Sobre la Estabilidad del Sistema de Potencia</i>	203
5.2.1	<i>Impacto Sobre la Estabilidad de Ángulo</i>	203

5.2.1.1	<i>Experiencias en Estabilidad de Ángulo de Operadores Internacionales</i>	206
5.2.2	<i>Impacto Sobre la Estabilidad de Frecuencia</i>	208
5.2.2.1	<i>Experiencias en Estabilidad de Frecuencia de Operadores Internacionales</i> .	210
5.2.3	<i>Impacto Sobre la Estabilidad de Tensión</i>	211
5.2.3.1	<i>Experiencias en Estabilidad de Tensión de Operadores Internacionales</i>	213
5.2.4	<i>Impacto en el Control Topológico de la Red</i>	214
5.3	<i>Impacto por Otros Fenómenos</i>	215
5.4	<i>Referencias</i>	217
6	<i>MECANISMOS PARA MINIMIZAR EL IMPACTO DE LAS FERNC</i>	219
6.1	<i>Respecto a la Estabilidad de Ángulo</i>	220
6.2	<i>Respecto a la Estabilidad de Frecuencia</i>	220
6.3	<i>Respecto a la Estabilidad de Tensión</i>	222
6.4	<i>Respecto al Control Topológico de la Red</i>	224
6.5	<i>Referencias</i>	226
7	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	227
7.1	<i>Conclusiones</i>	227
7.1.1	<i>Conclusiones Respecto a la Investigación Desarrollada</i>	227
7.1.2	<i>Conclusiones Respecto a las Fuentes de Energía Renovable</i>	228
7.1.3	<i>Conclusiones Respecto al Impacto en la Operación y Control</i>	228
7.2	<i>Recomendaciones</i>	229
7.3	<i>Futuras Líneas de Investigación</i>	229

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1. Evolución de las Turbinas Eólicas.....	28
Figura 2.2. Evolución de las Células Fotovoltaicas.....	29
Figura 2.3. Capacidad Instalada de Energía Eólica a Nivel Mundial.....	30
Figura 2.4. Capacidad Instalada de Energía Eólica por País.....	30
Figura 2.5. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica a Nivel Mundial.....	31
Figura 2.6. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica por País.....	31
Figura 2.7. Capacidad Instalada de Energía Solar Térmica a Nivel Mundial.....	32
Figura 2.8. Capacidad Instalada de Energía Solar Térmica por País.....	32
Figura 2.9. Capacidad Instalada de Energía Marina por País.....	33
Figura 2.10. Capacidad Instalada de Energía Geotérmica por País.....	33
Figura 2.11. Capacidad Instalada de Energía de Biomasa por País.....	34
Figura 2.12. Costo Total por kW Instalado de Energía Eólica Terrestre.....	34
Figura 2.13. Costo Total por kW Instalado de Energía Eólica Marina.....	35
Figura 2.14. Costo Total por kW Instalado de Energía Solar Fotovoltaica.....	35
Figura 2.15. Costo Total por kW Instalado de Energía Solar Térmica.....	35
Figura 2.16. Costo Total por kW Instalado de Energía Geotérmica.....	36
Figura 2.17. Costo Total por kW Instalado de Energía de la Biomasa.....	36
Figura 2.18. Costo Total por kW Instalado de Energía Hidroeléctrica.....	37
Figura 3.1. Componentes Principales de un Generador Síncrono.....	44
Figura 3.2. Instancias del Control de Frecuencia Ante Pérdida de Generación.....	45
Figura 3.3. Variación de la Frecuencia Respecto a la Inercia.....	47
Figura 3.4. Función de Transferencia entre Potencia y Frecuencia.....	50
Figura 3.5. Efecto de la Frecuencia en la Carga.....	51
Figura 3.6. Diagrama de Bloques Reducido Efecto de la Frecuencia Sobre la Carga.....	51
Figura 3.7. Función de Transferencia para la Turbina.....	52
Figura 3.8. Variación de la Frecuencia Respecto a la Constante Tt	52
Figura 3.9. Esquema de un Regulador sin Estatismo.....	53
Figura 3.10. Respuesta de un Regulador sin Estatismo.....	54
Figura 3.11. Esquema de un Regulador con Estatismo.....	55
Figura 3.12. Diagrama de Bloques Reducido de un Regulador con Estatismo.....	55
Figura 3.13. Característica del Control Primario con Estatismo.....	56
Figura 3.14. Respuesta de un Regulador con Estatismo.....	56
Figura 3.15. Variación de la Frecuencia Respecto al Estatismo.....	57
Figura 3.16. Reparto de Carga entre Generadores con Diferente Estatismo.....	58
Figura 3.17. Modelo de Sistema con Control Primario.....	58

Figura 3.18. Diagrama de Bloques Completo del Control Primario de Frecuencia.	60
Figura 3.19. Control Secundario de Frecuencia para un Sistema Aislado.....	63
Figura 3.20. Esquema de un Sistema de Dos Áreas.....	63
Figura 3.21. Esquema Eléctrico Equivalente de un Sistema de Dos Áreas.	63
Figura 3.22. Esquema de Control del Sistema de Dos Áreas sin Regulación Secundaria. .	65
Figura 3.23. Diagrama de Bloques completo del Control Secundario de Frecuencia.	69
Figura 3.24. Esquema Reducido del Control Secundario de Frecuencia.	70
Figura 3.25. Margen de AGC.....	74
Figura 3.26. Reducción de Incertidumbre en la Asignación de Reserva.	75
Figura 3.27. Representación Fasorial de una onda sinusoidal.	78
Figura 3.28. Potencia. Producto de Voltaje y Corriente en Fase.	81
Figura 3.29. Potencia. Producto de Voltaje y Corriente con Desfase.....	82
Figura 3.30. Representación Fasorial de la Potencia Compleja.....	83
Figura 3.31. Campo Eléctrico y Magnético Asociados a una Línea de Dos Conductores. 87	
Figura 3.32. Fracción de Flujo Externo entre Dos Puntos.	91
Figura 3.33. Línea Trifásica con Conductores Agrupados y Espaciamiento Asimétrico... 94	
Figura 3.34. Trayectoria de Integración Entre Dos Puntos Externos a un Conductor.	98
Figura 3.35. Línea Trifásica con Conductores Agrupados y Espaciamiento Asimétrico... 99	
Figura 3.36. Efecto Corona.	102
Figura 3.37. Caída de Tensión.	103
Figura 3.38. Efecto Ferranti.	104
Figura 3.39. Representación del Comportamiento del SIL.....	105
Figura 3.40. Surge Impedance Loading - SIL.....	107
Figura 3.41. Subestación Típica de Barra Sencilla.	121
Figura 3.42. Subestación Típica de Barra Principal más Barra de Transferencia.	122
Figura 3.43. Subestación Típica de Doble Barra.	122
Figura 3.44. Subestación Típica de Doble Barra con Seccionador de Bypass.	123
Figura 3.45. Subestación Típica de Doble Barra con Seccionador de Transferencia.	123
Figura 3.46. Subestación Típica de Interruptor y Medio.	124
Figura 3.47. Subestación Típica en Anillo.....	125
Figura 4.1. Funcionamiento de una Célula Fotovoltaica.	133
Figura 4.2. Composición del Panel Solar.....	134
Figura 4.3. Radiación Global Horizontal.	136
Figura 4.4. Efecto de la Inclinación del Panel Solar.....	136
Figura 4.5. Sistema de Seguimiento Solar.	137
Figura 4.6. Ventaja de Rendimiento del Sistema de Seguimiento Solar.	137
Figura 4.7. Características de Operación de los Módulos Solares.....	138
Figura 4.8. Curvas de Operación para Diferentes Valores de Radicación Solar.	138
Figura 4.9. Curvas de Operación para Diferentes Valores de Temperatura.	139

Figura 4.10. Esquema de Funcionamiento de una Central Solar Fotovoltaica.	142
Figura 4.11. Esquema de Funcionamiento de una Central Solar Térmica.	144
Figura 4.12. Central Solar Térmica de Receptor Central.	145
Figura 4.13. Central Solar Térmica de Disco Stirling.	146
Figura 4.14. Central Solar Térmica de Cilindro Parabólico.	146
Figura 4.15. Central Solar Térmica Tipo Fresnel.	147
Figura 4.16. Turbina Eólica de Eje Horizontal.	148
Figura 4.17. Turbina Eólica de Eje Vertical.	149
Figura 4.18. Efectos Orográficos (Embudo, Bloqueo y Cresta).	150
Figura 4.19. Gradiente Vertical de Velocidad del viento.	150
Figura 4.20. Energía que se Puede Extraer del viento.	152
Figura 4.21. Ley de Betz.	154
Figura 4.22. Coeficientes de Potencia Respecto al Tipo de Turbina.	155
Figura 4.23. Coeficientes de Potencia Respecto al Número de Aspas.	155
Figura 4.24. Curva de Generación Típica de una Turbina Eólica.	156
Figura 4.25. Componentes de una Turbinas y sus Controles.	157
Figura 4.26. Fuerzas Aerodinámicas en las Aspas de una Turbina Eólica.	158
Figura 4.27. Generador de Inducción Conectado Directamente a la Red.	161
Figura 4.28. Generador de Inducción con Deslizamiento Variable.	162
Figura 4.29. Generador de Inducción Doblemente Alimentado.	164
Figura 4.30. Generador Síncrono de Imanes Permanentes.	165
Figura 4.31. Aprovechamiento de la Energía Undimotriz.	169
Figura 4.32. Aprovechamiento de la Energía Mareomotriz.	170
Figura 4.33. Aprovechamiento de la Energía Osmótica.	171
Figura 4.34. Aprovechamiento de la Energía Maremotérmica.	172
Figura 4.35. Aprovechamiento de la Energía de las Corrientes Marinas.	172
Figura 4.36. Aprovechamiento de la Energía Geotérmica.	173
Figura 4.37. Aprovechamiento de la Energía de la Biomasa.	174
Figura 4.38. Almacenamiento de Energía por Bombeo.	176
Figura 4.39. Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido.	177
Figura 4.40. Almacenamiento de Energía Mediante Hidrógeno.	178
Figura 4.41. Almacenamiento de Energía Térmica.	179
Figura 4.42. Almacenamiento de Energía Mediante Supercondensadores.	181
Figura 4.43. Almacenamiento de Energía Mediante Superconductores.	182
Figura 5.1. Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.	189
Figura 5.2. Modelo Idealizado del Sistema Generador, Línea de Transmisión, Motor. ...	191
Figura 5.3. Diagrama Fasorial para Mostrar la Apertura Angular δ	191
Figura 5.4. Diagrama para Mostrar la Máxima Transferencia de Potencia.	192
Figura 5.5. Con voltaje de campo constante.	193

Figura 5.6. Con Reguladores Automáticos de Voltaje.....	194
Figura 5.7. Respuesta del Ángulo del Rotor a una Perturbación Transitoria.	195
Figura 5.8. Sistema Simplificado de Dos Barras.	199
Figura 5.9. Curva PV para un Sistema Simplificado de Dos Barras.	200
Figura 5.10. Curva VQ para un Sistema Simplificado de Dos Barras.....	200
Figura 5.11. Fallas Admisibles vs Penetración de Energía Eólica.....	205
Figura 5.12. Modo de Oscilación Este-Oeste Europeo (0,12 - 0,16 Hz).	207
Figura 5.13. Modo de Oscilación Sur-Norte Europeo (0,30 - 0,40 Hz).....	207
Figura 5.14. Modo de Oscilación Este-Centro-Oeste Europeo (0,22 – 0,28 Hz).	208
Figura 5.15. Efecto de la Cantidad de Inercia en el Comportamiento de la Frecuencia...	208
Figura 5.16. Disminución de la Inercia con el Incremento de las FERNC.....	209
Figura 5.17. Huecos de Tensión que Inducen Incursiones de la Frecuencia.	211
Figura 5.18. Pérdida de Generación Eólica por Huecos de Tensión 2005.....	213
Figura 5.19. Pérdida de Generación Eólica por Huecos de Tensión 2006.....	213
Figura 5.20. Pérdida de Referencia.....	215
Figura 5.21. Clasificación de las Interacciones.	216
Figura 5.22. Evento de Resonancia Sub-síncrona en Nevada 1970.	216
Figura 5.18. Evento de Resonancia Sub-síncrona en Texas 2009.	217
Figura 6.1. Emulación de la Inercia.	221
Figura 6.2. Simulación Dinámica para Establecer Curvas LVRT y HVRT.	223
Figura 6.3. Nivel de Cortocircuito vs. Potencia Renovable.....	225

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1. Constante de Inercia Típica de Máquinas Síncronas.	48
Tabla 4.1. Baterías Comerciales más Utilizadas.	180

GLOSARIO

Calidad: Se refiere al conjunto de características propias del suministro de electricidad, tanto a la forma de la onda de Tensión y Corriente y su Frecuencia, como de la continuidad y confiabilidad del servicio.

Confiabilidad: Se refiere a la habilidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de una contingencia sencilla.

Eólica: Se refiere a la energía obtenida a partir del viento mediante el movimiento rotatorio de las turbinas por efecto de la energía cinética del aire, y que es convertida en electricidad u otras formas útiles de energía para las actividades humanas.

Estabilidad: Se refiere a la propiedad de un Sistema Eléctrico de mantener un estado de equilibrio general bajo condiciones normales de operación y de retornar a un estado operativo aceptable en régimen de equilibrio en el menor tiempo después de haber sufrido alguna perturbación.

Estacionalidad: Se refiere al efecto de las estaciones climáticas del año en el aprovechamiento de las energías primarias como el sol o el viento para la generación de energía eléctrica.

Fotovoltaica: Se refiere a la energía obtenida directamente de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica que la convierte en electricidad.

Impredecibilidad: Se refiere a la cualidad de las fuentes de energía renovables como el sol o el viento de no ser fácilmente predecibles, es decir que con los modelos de predicción actuales no es fácil establecer el momento preciso del día la cantidad de energía entregada.

Incontrolabilidad: Se refiere a la cualidad de las fuentes de energía renovables como el sol o el viento de no ser fácilmente controlables, es decir que no se puede ejercer control sobre la magnitud de energía entregada.

Intermitencia: Se refiere a la cualidad de las fuentes de energía renovables como el sol o el viento de que cesa y prosigue sucesivamente, es decir que en un momento se tiene suministro de energía primaria y al siguiente no.

Observabilidad: Se refiere a la cualidad del Sistema Eléctrico de poder ser monitoreado en toda la extensión de la red, tanto a nivel de generación, como de transmisión y distribución; todas las variables de interés y en todo momento.

Resiliencia: Se refiere a la capacidad del Sistema Eléctrico para soportar favorablemente las contingencias de alto impacto como las presentadas debido a catástrofes naturales. Es decir, la capacidad de mantener el suministro de energía ante condiciones extremas como terremotos, huracanes, etc. Desde el punto de vista energético es la capacidad de mantener el suministro de energía bajo condiciones de bajo estiaje como el Fenómeno del Niño.

Seguridad: Se refiere a la capacidad del Sistema Eléctrico para operar bajo condiciones de estado estable ante la inexistencia de una falla y de despajar una falla ante un evento real de cortocircuito.

ABSTRACT

The Operation and Control of Electric Power Systems are an important extremely processes to meet the electricity requirements of users connected to the network in Real Time. For this, minimum requirements for Safety, Reliability, Quality and Economy must be met, which are achieved through the intervention of the system variables (Frequency, Voltages and Currents) from a Centralized Control Center maintaining constant control over the Generation-Load balance, about the voltage of the system and about the topological changes of the network.

Year by year, these systems are brought to operate closer to their capacity limits due to the accelerated growth in energy load, the increase in limitations for the layout of new transmission lines and the location of new large-scale power plants. Additionally, the heyday of environmental policies derived from climate change that promote the development of new technologies for the generation park with zero emissions and the liberalization processes of the electricity markets have forced changes in the way in which power systems operate.

At present, many countries have begun to introduce new generation technologies from Non-Conventional Renewable Energy Resources NCRER, mainly technological such as photovoltaic generation and wind generation, seeking to minimize greenhouse gas emissions and/or reduce the dependence on fossil fuels.

With the strong penetration of these NCRER, a direct effect on the Operation and Control of the power systems is foreseen, especially on: the inertia of the system, the Generation margins, the spills of renewable energy, the voltage support, the protection systems, among others; causing increasingly demanding challenges for the Control Center Operators, since the characteristics of these generation sources, especially the variability in production due to their uncontrollability, seasonality, unpredictability and intermittency, have led to a paradigm shift in the way to carry out the Planning of both the Expansion and the Operation of the electrical systems throughout the world.

With the development of this project, it is intended to identify the main technical, technological and procedural barriers arising from the insertion of FERNC, in addition to the difficulties of their integration into the Electric Systems, to subsequently propose mechanisms that mitigate impact.

RESUMEN

La Operación y el Control de los Sistemas Eléctricos de Potencia son procesos sumamente importantes para suplir los requerimientos de electricidad de los usuarios conectados a la red en Tiempo Real. Para ello se deben cumplir unos requisitos mínimos de Seguridad, Confiabilidad, Calidad y Economía los cuales se logran mediante la intervención de las variables del sistema (Frecuencia, Voltajes y Corrientes) desde un Centro de Control Centralizado manteniendo constante control sobre el balance de Generación – Demanda, sobre las tensiones del sistema y sobre los cambios topológicos de la red.

Año tras año, dichos sistemas son llevados a operar más cerca de sus límites de capacidad debido al acelerado crecimiento de la demanda de energía, al aumento de restricciones para el trazado de nuevas líneas de transmisión y para el emplazamiento de nuevas centrales de generación a gran escala. Adicionalmente el apogeo de políticas medioambientales derivadas del cambio climático que promueven el desarrollo de nuevas tecnologías para el parque de generación con cero emisiones y los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, han obligado cambios en la manera como operan los sistemas de potencia.

En la actualidad, muchos países han empezado a introducir nuevas tecnologías de generación a partir de Fuentes de Energía Renovable No Convencionales FERNC, principalmente tecnológicas como la generación fotovoltaica y la generación eólica, buscando minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y/o reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Con la fuerte penetración de dichas FERNC, se prevé un efecto directo sobre la Operación y el Control de los sistemas de potencia, especialmente sobre: la inercia del sistema, los márgenes de Generación, los vertidos de energía renovable, el soporte de tensión, los sistemas de protecciones, entre otros; causando retos cada vez más exigentes para los Operadores de los Centros de Control, pues las características de estas fuentes de generación, en especial la variabilidad en la producción debido a su incontrolabilidad, estacionalidad, impredecibilidad e intermitencia, han llevado a un cambio de paradigma en la forma de realizar el Planeamiento tanto de la Expansión como de la Operación de los sistemas eléctricos en todo el mundo.

Con el desarrollo de este proyecto se pretende identificar las principales barreras técnicas, tecnológicas y de procedimientos provenientes de la inserción de FERNC, además de las dificultades de su integración en los Sistemas Eléctricos, para posteriormente proponer mecanismos que mitiguen el impacto.

OBJETIVOS

Objetivo General

- Identificar las principales barreras técnicas, tecnológicas y de procedimientos provenientes de la inserción de Fuentes de Energía Renovable y las dificultades de su integración a los Sistemas Eléctricos de Potencia desde la perspectiva de la Operación y Control para proponer mecanismos que mitiguen el impacto.

Objetivos Específicos

- Realizar una descripción de los principales aspectos a Operar y Controlar en los Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Realizar un estudio recopilatorio de las experiencias en Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia de los Operadores Independientes de Sistema internacionales más desarrollados a nivel mundial.
- Realizar una breve descripción del funcionamiento de las Fuentes de Energía Renovable No Convencionales y Recursos Energéticos Distribuidos.
- Realizar una descripción de los principales impactos de integrar las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales y Recursos Energéticos Distribuidos a los Sistemas Eléctricos de Potencia desde la perspectiva de la Operación y Control.
- Proponer mecanismos que mitiguen el impacto de la inserción de Fuentes de Energía Renovables No Convencionales y Recursos Energéticos Distribuidos en los Sistemas Eléctricos de Potencia desde la perspectiva de la Operación y Control.

1. INTRODUCCIÓN

Desde sus inicios, el principal objetivo de los Sistemas Eléctricos ha sido abastecer la demanda de energía de los usuarios conectados a la red, ya sea para fines domésticos, comerciales, públicos, o industriales. Dicha energía es producida en grandes instalaciones, empleando tecnologías como las termoeléctricas o las hidroeléctricas. Las termoeléctricas emplean recursos fósiles o combustibles nucleares como fuente primaria, mientras que las hidroeléctricas aprovechan el potencial del agua almacenada en vastos embalsamientos o por efecto del caudal de un río. Estos centros de generación usualmente se encuentran alejados de los lugares de consumo, por lo que es necesario desarrollar una compleja infraestructura conocida como red de transmisión que permita transportar la energía a través de grandes distancias, garantizando en todo momento condiciones óptimas para su consumo.

Adicionalmente, el sistema no puede funcionar de manera autónoma por un espacio de tiempo muy prolongado, por lo cual es necesaria la intervención de profesionales expertos y sistemas de control avanzados que permitan que el sistema opere minuto a minuto de forma controlada. Para ello se cuenta con ciertos procesos denominados Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia los cuales son sumamente importantes para suplir los requerimientos de electricidad de los usuarios finales en Tiempo Real, cumpliendo adicionalmente unos requisitos mínimos de Seguridad, Confiabilidad, Calidad y Economía. Para ello es necesario mantener control constantemente sobre el balance de Generación – Demanda, sobre las tensiones del sistema, sobre la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores y sobre la topología de la red.

Año tras año, estos sistemas son sometidos cada vez a mayor estrés al ser llevados a operar cerca de sus límites de capacidad, incrementándose con esto las posibilidades de que se presenten problemas de estabilidad. Lo anterior conlleva al incumplimiento de los requisitos mínimos mencionados y hace que la operación sea más costosa.

Esta ha sido la manera como tradicionalmente se han suplidos los requerimientos energéticos en la mayoría de los países a nivel mundial mediante el uso de la electricidad. Sin embargo, en la actualidad, el acelerado crecimiento de la demanda de energía, el aumento de la conciencia ambiental de las entidades gubernamentales que impone cada vez mayores

restricciones para el trazado de nuevas líneas de transmisión y para el emplazamiento de nuevas centrales hidroeléctricas, el apogeo de políticas medioambientales derivadas del cambio climático que promueven el desarrollo de nuevas tecnologías para el parque de generación con cero emisiones y los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, han obligado un cambio en la manera de prestar el servicio de electricidad.

Uno de los principales cambios se debe a la inserción de Fuentes de Energía Renovables en la matriz energética de los países, que buscan minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y/o reducir la dependencia de combustibles fósiles, a parte de las otras múltiples ventajas que presentan. Sin embargo, estos factores pueden incrementar las posibilidades de presentarse problemas en la Operación y Control de los Sistemas Eléctricos de Potencia debido a la variabilidad e incertidumbre que presenta la generación de dichos recursos como los son por ejemplo las fuentes eólicas y las fuentes fotovoltaicas, además de las nuevas dinámicas que se introducen al sistema con la aparición de controles basados en Electrónica de Potencia

Lo anteriormente mencionado implica retos cada vez más exigentes para los Operadores de los Centros de Control, pues las características de estas fuentes de generación, en especial la variabilidad en la producción debido a su incontrolabilidad, estacionalidad, impredecibilidad e intermitencia, han llevado a un cambio de paradigma en la forma de realizar el Planeamiento tanto de la Expansión como de la Operación de los sistemas eléctricos en todo el mundo.

Con la integración de las Fuentes de Energía Renovable se están llevando a los sistemas eléctricos a un nuevo concepto de Redes Inteligentes, donde estas nuevas tecnologías posibilitan la redistribución de la electricidad y permiten integrar a los usuarios de manera tal que éstos puedan convertirse también en generadores de energías y adaptar sus consumos según la información de precios en tiempo real. Esto permite mitigar los efectos de la congestión de la red de transmisión al acercar la generación a los puntos de consumo. Adicionalmente, con la diversificación del parque de generación se están llevando a los sistemas eléctricos a un nuevo concepto de resiliencia, donde se incrementa su capacidad de afrontar de manera positiva los efectos adversos del cambio climático.

La iniciativa de incluir Fuentes de Energía Renovable en la matriz energética mundial nace en 1997 con los acuerdos pactados en el Protocolo de Kioto donde los países industrializados se comprometieron a un conjunto de medidas para reducir y limitar las emisiones de gases de efecto invernadero que ocasionan el calentamiento global [1], aunque el desarrollo de estas tecnologías ya se venía dando desde mediados del siglo XX. Respecto al Protocolo de Kioto y su ratificación mediante el Acuerdo de París de 2015 [2], la Unión Europea se propuso

metas propias mucho más ambiciosas, lo que impulsó a los estados miembros a ser potencia a nivel mundial en lo que al desarrollo y aplicación de energías renovables se refiere.

Históricamente han existido cuatro líderes a nivel mundial en cuanto a desarrollo e implementación de Fuentes de Energías Renovables: el primero fue Estados Unidos entre 1954 y 1996, luego Japón entre 1997 y 2004, después Alemania entre 2005 y 2014 y por último China desde 2015 hasta la fecha.

Cada una de estas potencias han tenido experiencias particulares a la hora de implementar en sus Sistemas de Potencia y en sus Mercados de Electricidad estas Fuentes de Energía Renovables. Una de las experiencias más documentadas y que ha sido fuente de referencia para los países encaminados a introducir masivamente Fuentes de Energía Renovables ha sido el denominado “Problema de los 50.2 Hz” ocurrido en Alemania en el año 2010 [3]. Para ese año ya se contaba con 14 GW de capacidad instalada de energía proveniente de sistemas fotovoltaicos (PV) y aunque conectados a la red de baja tensión, ya comenzaban a influir en el Sistema de Potencia en general, introduciendo riesgos nunca vistos anteriormente. Dicho problema consistió en que aproximadamente 14 GW de generación fotovoltaica fueron desconectados de la red al momento en que la frecuencia del sistema alcanzó los 50.2 Hz, debido a que las cerca de 400 mil Unidades Fotovoltaicas instaladas estaban configuradas para desconectarse automáticamente si la frecuencia alcanzaba dicho valor.

En este punto cobra relevancia la investigación desarrollada, pues con la fuerte penetración de dichos recursos en los sistemas eléctricos de los países en vía de desarrollo, se prevé un efecto directo sobre la Operación y el Control, especialmente sobre: el margen del Control Automático de Generación (*Automatic Generation Control - AGC*), la reserva caliente, el número de arranques y paradas de plantas térmicas, los vertidos de energía renovable, la potencia instalada total, la inercia del sistema, el control de tensión, la coordinación de protecciones, entre otros.

Con el desarrollo de este proyecto se pretende identificar las principales barreras técnicas, tecnológicas y de procedimientos provenientes de la inserción de Fuentes de Energía Renovable, además de las dificultades de su integración a los Sistemas Eléctricos, para posteriormente proponer mecanismos que mitiguen el impacto. Esto se obtendrá a través de la recopilación de experiencias en Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia tanto de Operadores Independientes de Sistema (*Independent System Operator - ISO*) internacionales como personales gracias al conocimiento adquirido durante años de práctica en el ámbito laboral.

1.1 Esquema Temático

Para el logro de los objetivos planteados se proyecta la ejecución del trabajo en 7 capítulos en los que se hace la recopilación de la información referente al tema para la fundamentación teórica: tendencia a nivel mundial, descripción de la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, funcionamiento de las Fuentes de Energía Renovable, identificación de los principales impactos de su integración en los Sistemas Eléctricos desde la perspectiva de la Operación y Control, y finalmente un capítulo donde se proponen mecanismos que mitiguen su impacto negativo.

Capítulo I: Introducción.

Como en todo documento escrito se dispone de un capítulo introductorio donde se describe de forma global el contenido del trabajo.

Capítulo II: Tendencia Mundial.

En este capítulo se presentará cronológicamente el proceso de inserción de Fuentes de Energía Renovable a nivel mundial.

Capítulo III: Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia.

En este capítulo se aborda el tema referente a la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia de manera general. Será dividido en tres subcapítulos donde se realizará la descripción de: Control de Frecuencia, Control de Tensión y Control Topológico de la Red.

Capítulo IV: Funcionamiento de las Fuentes de Energía Renovable.

En este capítulo se realizará una breve descripción del funcionamiento de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales y los Recursos Energéticos Distribuidos para comprender su efecto sobre la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Capítulo V: Impacto de la Inserción de Fuentes de Energía Renovable.

En este capítulo central se describirá el impacto causado por la inserción de las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales y los Recursos Energéticos Distribuidos en la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Capítulo VI: Mecanismos para Minimizar el Impacto de la Inserción de las Fuentes de Energía Renovable.

En este se realizará la proposición de los mecanismos o estrategias a implementar en la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia para mitigar el impacto negativo de la inserción de las Fuentes de Energía Renovable.

Capítulo VII: Conclusiones y Recomendaciones.

En este capítulo se expondrán las ventajas y desventajas de la inserción de las Fuentes de Energía Renovable, además de las conclusiones que se obtengan del desarrollo de la

investigación. Finalmente se presentarán recomendaciones para mejoras y futuras líneas de investigación.

1.2 Referencias

[1] Naciones Unidas, “Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático”, 1998. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

[2] Naciones Unidas, “Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático”, 2015. <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/109s.pdf>

[3] M. Döring, “Dealing with the 50.2 Hz Problem.” Modern Power Systems, 2013. <http://www.modernpowersystems.com/features/featuredealing-with-the-50.2-hz-problem>

2 TENDENCIA MUNDIAL

En una economía abrumada por el costo elevado de los hidrocarburos cada vez más escasos, y el planeta que ya siente el impacto de un cambio climático derivado del uso de los combustibles fósiles, la verdadera evolución tecnológica de esta era se encuentra en el desarrollo de nuevas fuentes de energías. Desde mediados del siglo XX, se empezó a tomar conciencia de que el futuro de dichas fuentes energéticas a nivel mundial se encontraba en las Energías Renovables. El sol, el viento, el agua, el calor geotérmico y la biomasa vegetal son básicamente recursos ilimitados y las tecnologías para su aprovechamiento ya se encuentran disponibles en cualquier parte del mundo.

Aunque las células fotovoltaicas que convierten la luz del sol en electricidad no se descubrieron sino hasta el siglo XX, la térmica solar obtenida del calor del sol es una práctica antigua. Los molinos de viento se han usado desde hace siglos para fines agrarios, como los famosos molinos holandeses creados en el siglo XIV. A partir de su modelo inicial, esta tecnología ha tenido innumerables avances y para finales del siglo XIX y principios del siglo XX algunas de estas máquinas se empezaron a usar para convertir la fuerza del viento en electricidad.

A pesar de esto, en la actualidad la principal manera de obtener energía eléctrica aún sigue siendo por medio de energías no renovables que no son más que aquellas que se encuentran en la naturaleza, pero en cantidades limitadas y una vez agotadas no pueden recuperarse en un periodo de tiempo aceptable o corto. Estos recursos no renovables son básicamente dos: Combustibles Fósiles y Combustibles Nucleares.

Los fósiles son combustibles producidos por la descomposición de la biomasa de animales y plantas que perecieron hace millones de años y que por efectos geológicos fueron quedando atrapados entre toneladas de tierra, propiciando las condiciones adecuadas de presión y temperatura para convertirse con el tiempo en sustancias con propiedades energéticas como lo son el petróleo, el carbón y el gas natural.

Los combustibles nucleares son aquellos que se encuentran típicamente en rocas en ciertas partes del planeta, pero que no fueron producidos de manera natural, ya que la tierra no tiene

manera de generar elementos radioactivos, sino que estos fueron originados a partir de una explosión estelar o supernova y fueron atrapados por el planeta desde su formación.

Aunque la energía nuclear podría considerarse limpia ya que su funcionamiento no produce efectos adversos contra el medio ambiente al no generar Gases de Efecto Invernadero, su operación para calentar agua y alimentar turbinas de vapor, se da a partir de un proceso de fisión nuclear (descomposición de átomos). El inconveniente surge a partir del temor y la desconfianza que se tiene con este tipo de tecnología ya que se utilizan elementos radioactivos, particularmente el Uranio 235 [1], y estos residuos no tienen un uso práctico o no se conoce una forma segura de procesarlos o almacenarlos sin que implique un riesgo para la vida.

Ambos combustibles tardaron millones de años para producirse y debido que no existe la tecnología para fabricarlos, a medida que se van consumiendo se van agotando las reservas, haciéndose cada vez más costosos. Se estima que para el año 2070 se habrán extinguido definitivamente. Esta proyección se hace con base en las reservas probadas que son de alrededor de 1707 billones de barriles, lo que a la tasa de consumo actual da para explotarlo por unos 50 años más.

A pesar de que hoy en día están empezando a emerger las Fuentes de Energía Renovable, se sigue teniendo una fuerte dependencia de los recursos fósiles, ya sea por su simplicidad para extraer su energía y convertirla en casi cualquier tipo de energía o por el sistema económico y de producción moderno que obliga su consumo para mantener la economía, todo esto con un grave impacto en el medio ambiente.

Sin embargo, cada vez es mayor la cantidad de energía proveniente de fuentes limpias entre las cuales las más desarrolladas son la Energía Eólica y la Energía Solar. Hoy en día los aerogeneradores constituyen la tecnología más extendida a nivel mundial para captar la energía del viento y transformarla en electricidad. Existen nuevos desarrollos que buscan su integración en entornos urbanos.

La nueva era de la energía eólica empezó a principios de los años 80's cuando se comenzaron a instalar turbinas de apenas 50 kW, desde entonces se pasó de esos escasos kW a 200 kW a finales de la década. Durante los años 90's las turbinas aumentaron su capacidad a 550 kW para pasar luego a los 750 kW. A finales de la misma década ya se contaban con aerogeneradores de 1.5 MW.

En la Figura 2.1 [2] se muestra la evolución que han tenido las turbinas eólicas modernas. De esta imagen se puede evidenciar como a medida que han pasado los años, estas se van

haciendo más altas y robustas, aumentando la longitud de las aspas con lo que ganan mayor área de barrido y con ello mayor capacidad en potencia, pasando desde turbinas de 55 kW a turbinas de hasta 6.5 MW.

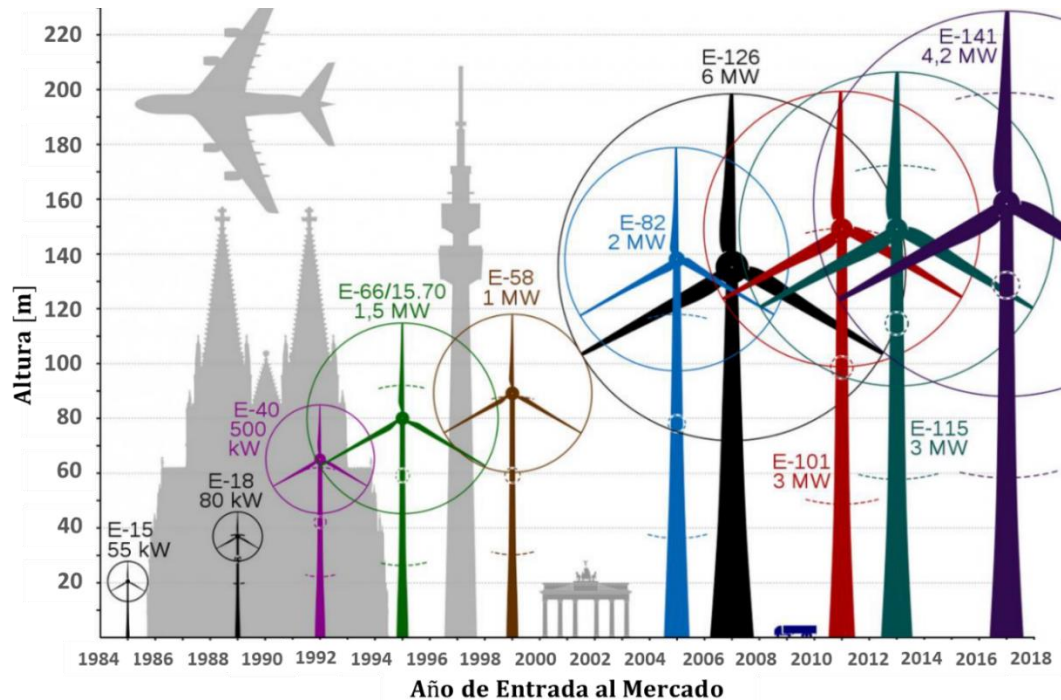


Figura 2.1. Evolución de las Turbinas Eólicas.

Adicionalmente, en la actualidad, la mayoría de las celdas fotovoltaicas instaladas en el mundo están constituidas principalmente por Silicio (*Si*), material que es ampliamente utilizado en la industria electrónica. Este material es sumamente costoso, lo que incrementa los costos de los paneles solares. Investigadores de todo el mundo están poniendo todos sus esfuerzos en desarrollar nuevos materiales que permitan aprovechar mejor la energía proveniente del sol. Para el futuro cercano, las tecnologías más prometedoras respecto a los materiales de las células fotovoltaicas son dos: las Celdas de Perovskita y las Celdas Orgánicas, que además de que pueden incrementar la eficiencia de los paneles, son más económicos.

En la Figura 2.2 [3] se muestra como ha sido la evolución de los materiales para la fabricación de celdas solares desde sus inicios en el año 1976. Desde este año se ha experimentado con diversos materiales y combinaciones de estos buscando incrementar la eficiencia en el aprovechamiento de la energía del sol y su conversión de electricidad. En esta figura se pueden ver las diferentes líneas de investigación y la eficiencia alcanzada experimentalmente

bajo condiciones de laboratorio. Esta imagen es sacada del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*The National Renewable Energy Laboratory - NREL*).

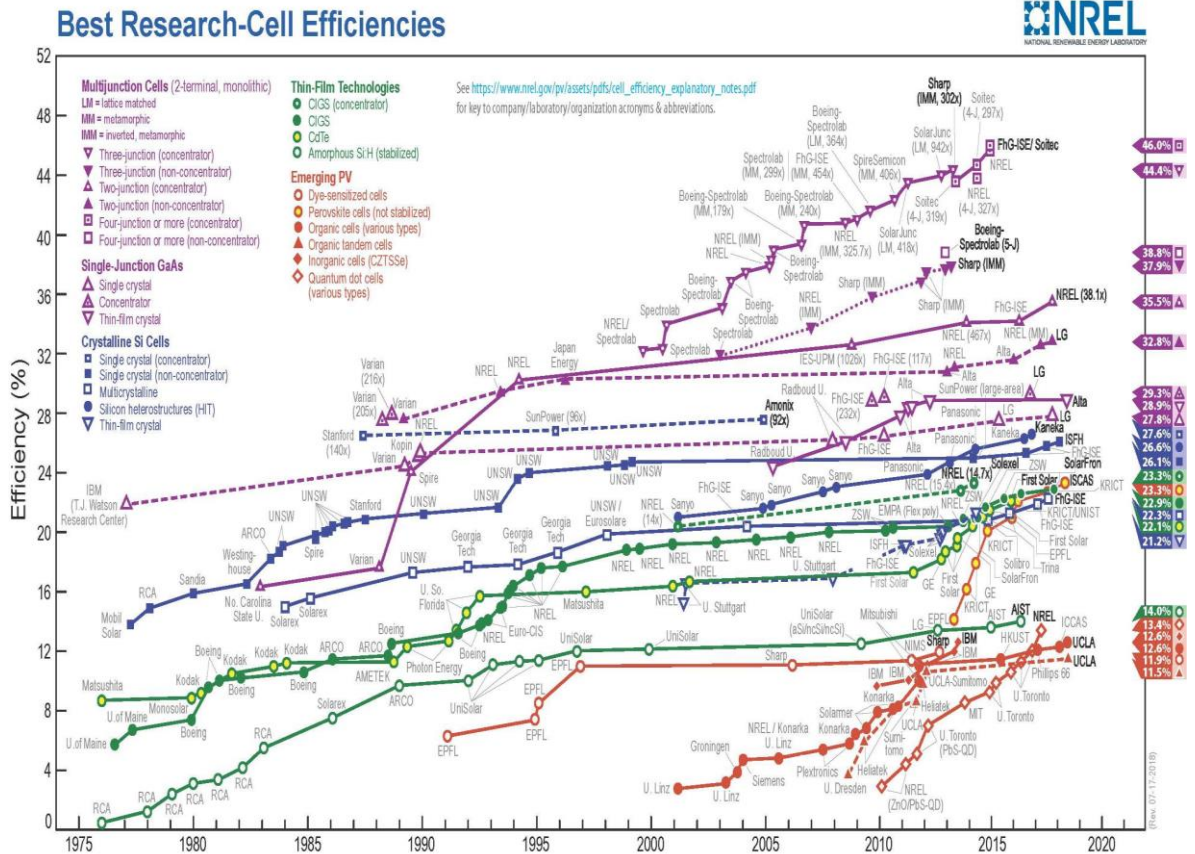


Figura 2.2. Evolución de las Células Fotovoltaicas.

En la actualidad las Energías Renovables se están convirtiendo en las tecnologías de generación más atractivas y con mayor proyección en términos de inversión en todos los rincones del planeta. La principal razón que ha permitido la ocurrencia de este fenómeno se debe a que las tecnologías para el aprovechamiento de estas energías renovables están alcanzando la paridad en precio y rendimiento respecto a las energías convencionales. Otra razón importante se debe a que el avance tecnológico ha permitido que estas fuentes puedan contribuir de manera eficiente en la estabilidad del Sistema de Potencia.

Año tras año, son más los países y sistemas que empiezan a incluir estas tecnologías en su matriz energética. En la Figura 2.3 [4] se muestra la evolución en la capacidad instalada de Energía proveniente del viento desde el año 2010 al año 2019 a nivel mundial. Se puede notar a primera vista su crecimiento lineal pasando de los casi 190 GW a cerca de 600 GW en tan solo 10 años. También se muestra que una porción de este tipo de energía es obtenida por turbinas instaladas fuera de la costa conocida como Eólica Marina o en inglés como Off-

Shore la cual está empezando a presentar un crecimiento interesante el cual se debe al desarrollo de nuevos materiales más económicos y resistentes a los ambientes corrosivos del mar.

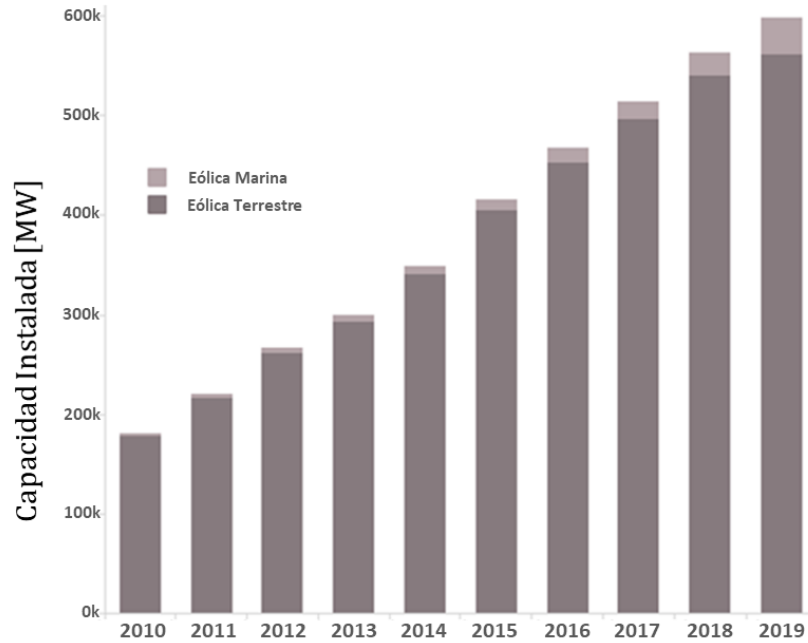


Figura 2.3. Capacidad Instalada de Energía Eólica a Nivel Mundial.

De igual forma, en la Figura 2.4 [4] se muestra la capacidad instalada de Energía Eólica por país a 2019, donde la República Popular China presenta la mayor capacidad.

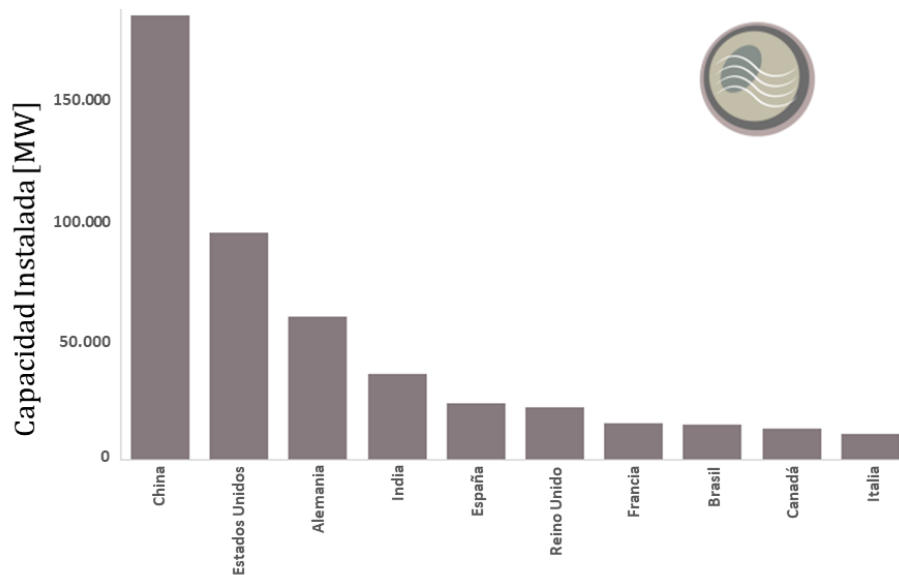


Figura 2.4. Capacidad Instalada de Energía Eólica por País.

En cuanto a la Energía Solar Fotovoltaica, en la Figura 2.5 [4] se muestra la evolución de la capacidad instalada en la última década. Aunque su crecimiento no ha sido tan fuerte comparado con la Energía Eólica, en los últimos años ha presentado un aumento interesante.

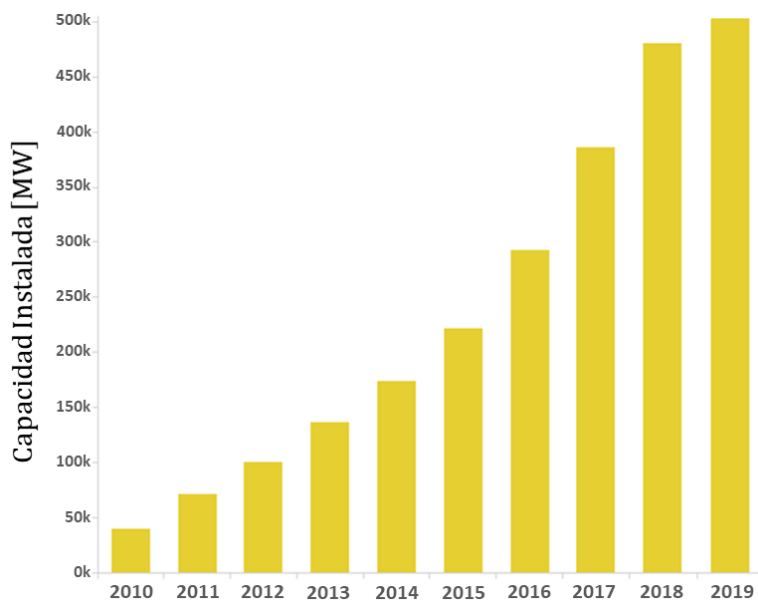


Figura 2.5. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica a Nivel Mundial.

En la Figura 2.6 [4] también se presenta la participación de cada país en la capacidad instalada mundial. En este caso China sigue siendo la principal potencia.

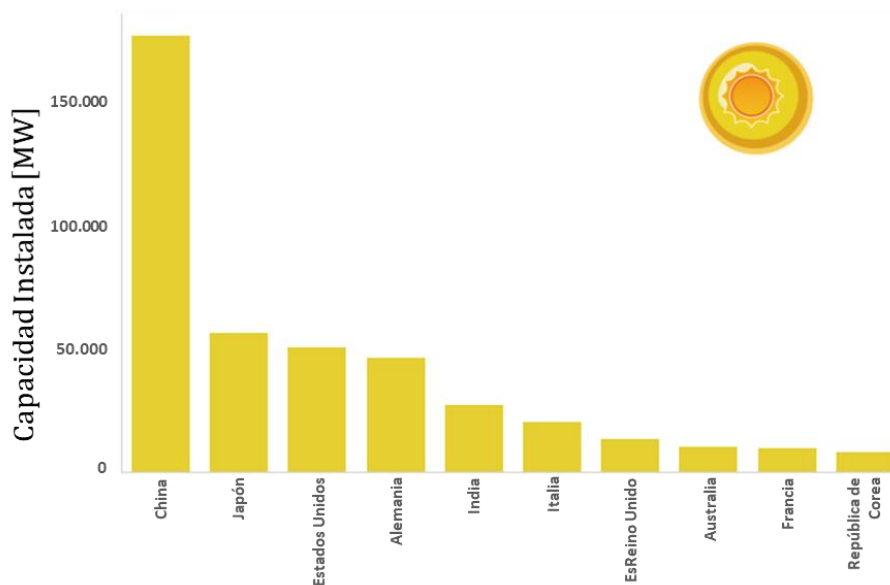


Figura 2.6. Capacidad Instalada de Energía Solar Fotovoltaica por País.

De igual forma, la Energía Solar Térmica está presentando crecimiento. Esto puede ver en la Figura 2.7 [4] donde se muestra la evolución de la capacidad instalada mundial.

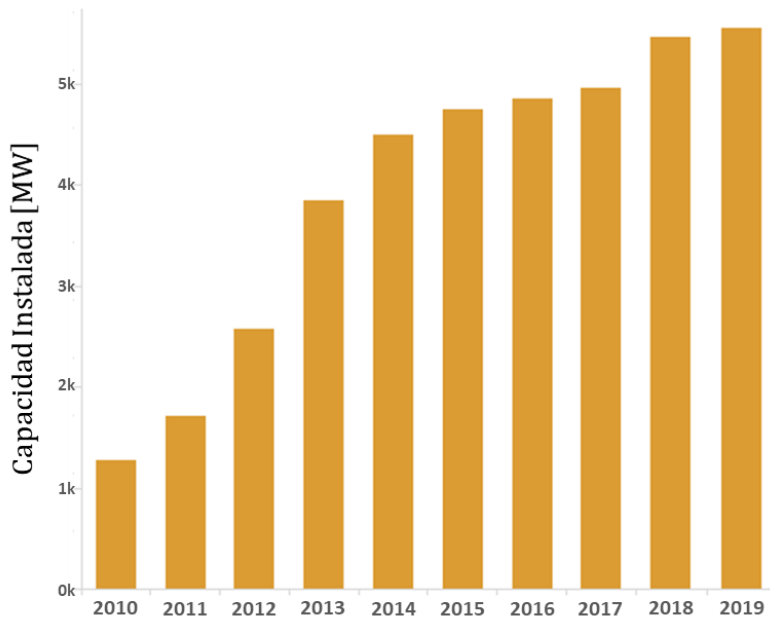


Figura 2.7. Capacidad Instalada de Energía Solar Térmica a Nivel Mundial.

Para este caso, la potencia mundial en cuanto al desarrollo de esta tecnología la tiene España, tal como se ve en la Figura 2.8 [4] donde se muestra la capacidad instalada por país.

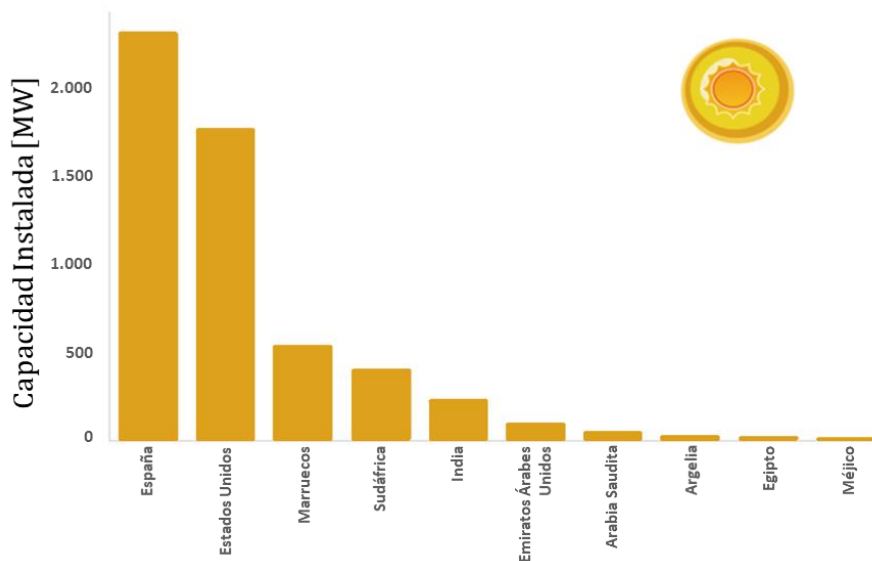


Figura 2.8. Capacidad Instalada de Energía Solar Térmica por País.

Otros tipos de energía basadas en el mismo principio de energías amigables con el medio ambiente y renovables se están desarrollando, aunque en menor proporción. Es el caso de la energía captada del mar, la energía geotérmica y la energía obtenida de la biomasa, mostradas en las Figuras 2.9, 2.10 y 2.11 [4] respectivamente.

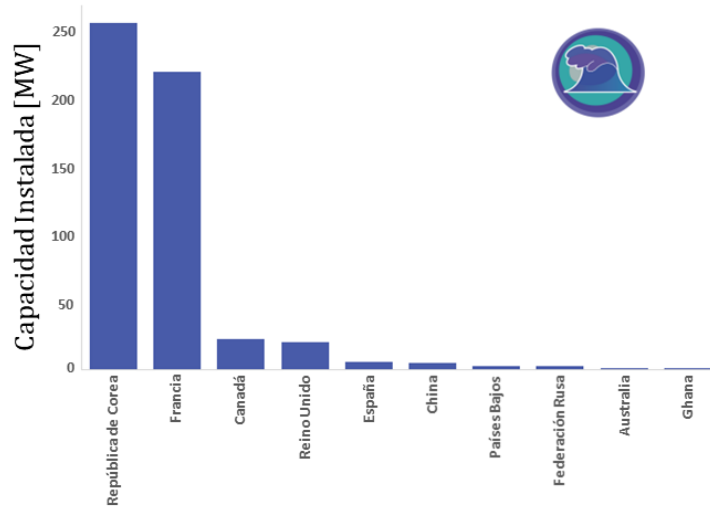


Figura 2.9. Capacidad Instalada de Energía Marina por País.

Para este caso, el país con mayor capacidad instalada de esta tecnología de generación es la República de Corea.

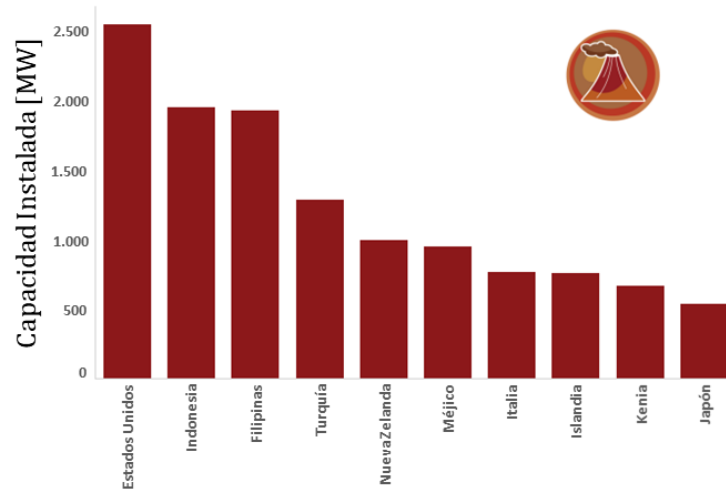


Figura 2.10. Capacidad Instalada de Energía Geotérmica por País.

Estados Unidos sigue estando en punta respecto al aprovechamiento de la energía obtenida de energía térmica de la tierra.

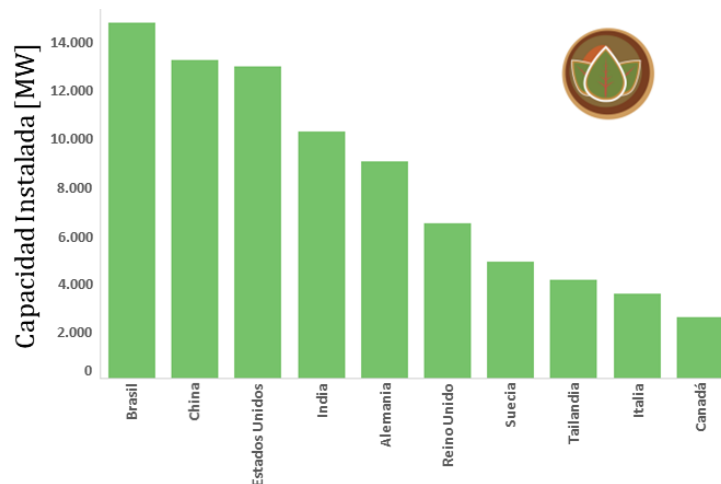


Figura 2.11. Capacidad Instalada de Energía de Biomasa por País.

Para el caso del aprovechamiento de la energía de la biomasa, Brasil es el país con mayor capacidad instalada.

Estas energías renovables y principalmente la solar y la eólica, consideradas hasta hace algunos años tecnologías demasiado costosas para su expansión más allá de algunos mercados nicho, pueden ahora superar a las fuentes convencionales en términos de precio.

En las próximas figuras se presenta de manera general de últimas tendencias mundiales en los costos de energía renovable. En cada una se muestra los costos totales promedio ponderados globales por cada kW instalado para cada tipo de tecnología de generación.

En la Figura 2.12 [5] se muestra la evolución del costo de instalación de un parque de generación eólico terrestre. Es de notar como el costo total de instalación por cada kW ha bajado año tras año a medida que los precios de las turbinas eólicas continúan disminuyendo.

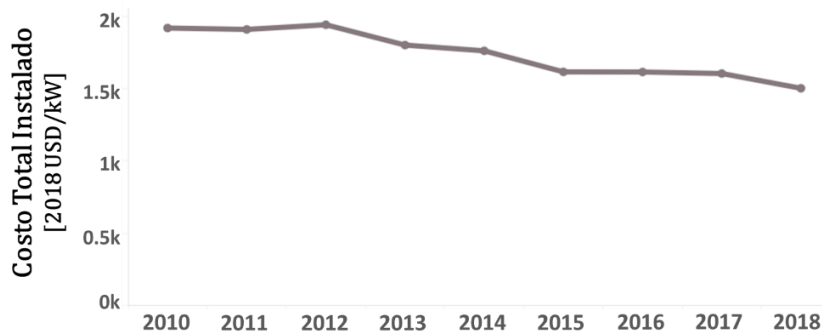


Figura 2.12. Costo Total por kW Instalado de Energía Eólica Terrestre.

En la Figura 2.13 [5] se muestra el caso para la generación eólica marina. En la evolución de estos costos se puede notar que ha tenido una disminución más moderada que el caso terrestre, presentando cierto grado de volatilidad en algunos años. Sin embargo, se puede notar una clara tendencia a la baja a medida que van disminuyendo los precios de las turbinas.

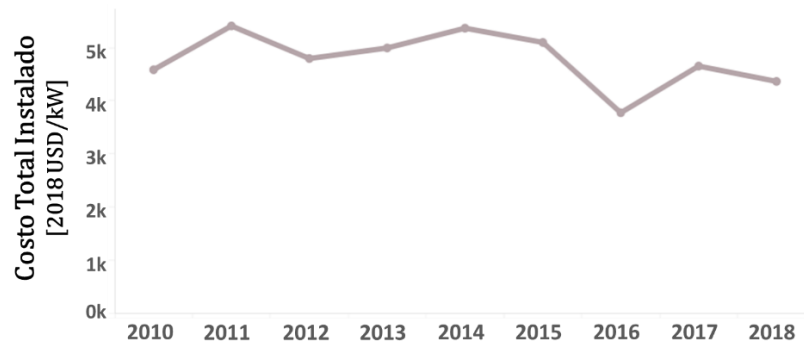


Figura 2.13. Costo Total por kW Instalado de Energía Eólica Marina.

Para el caso de la Energía Solar Fotovoltaica mostrado en la Figura 2.14 [5] se evidencia a la clara tendencia en la disminución de los costos de instalación. Su valor a disminuido desde los USD 5000/kW en el año 2010 a los casi USD 1200/kW en al año 2018.

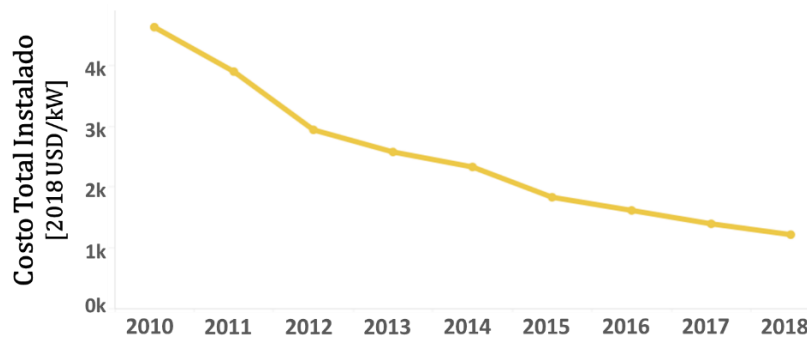


Figura 2.14. Costo Total por kW Instalado de Energía Solar Fotovoltaica.

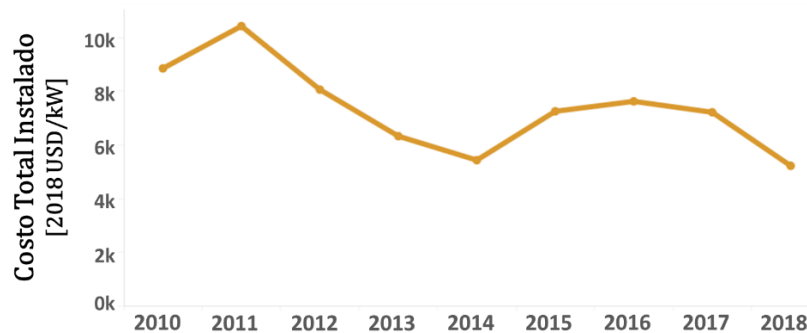


Figura 2.15. Costo Total por kW Instalado de Energía Solar Térmica.

En la Figura 2.15 [5] se muestra la evolución de los costos para la Energía Solar Térmica. Aunque esta tecnología en comparación con las demás es relativamente más costosa, se puede ver como sus costos de instalación han disminuido respecto al año 2010 casi un 45%.

De manera muy similar se presenta el caso para la Energía Geotérmica mostrado en la Figura 2.16 [5]. Para este caso, los costos de instalación se han mantenido casi constantes durante los últimos años, aunque respecto al año 2010 ha presentado un incremento.

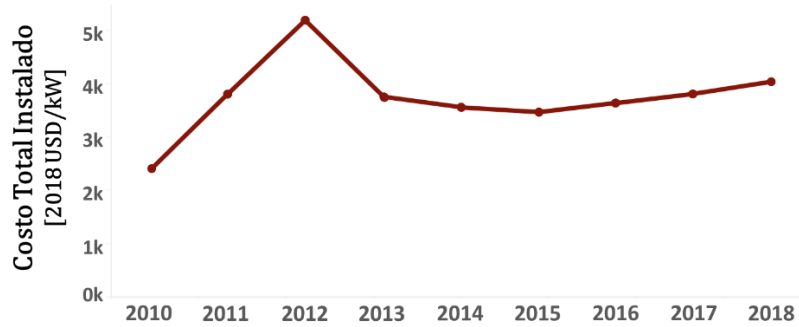


Figura 2.16. Costo Total por kW Instalado de Energía Geotérmica.

Para el caso mostrado en la Figura 2.17 [5] correspondiente a la Energía obtenida de la Biomasa, durante la última década se ha presentado una leve volatilidad año tras año, aunque su costo promedio siempre ha oscilado alrededor de los USD 2000/kW.

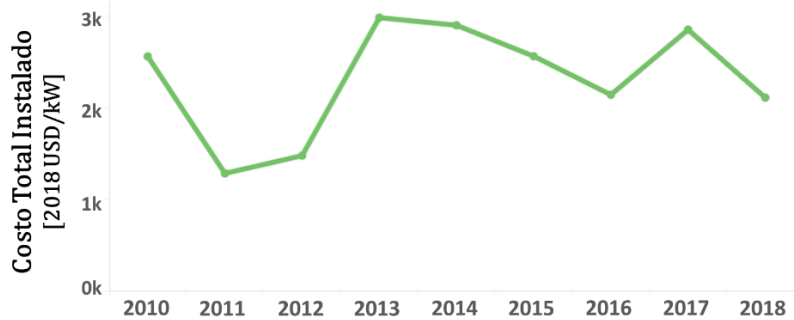


Figura 2.17. Costo Total por kW Instalado de Energía de la Biomasa.

Históricamente los proyectos hidroeléctricos de pequeña escala han sido los proyectos de energía renovable con los más bajos costos de instalación. En promedio se encuentra alrededor de los USD 1500/kW. A pesar de ello, y teniendo en cuenta lo mostrado en la Figura 2.18 [5], su evolución ha tenido una leve tendencia al alza en los costos de instalación en los últimos años, sin embargo, se nota una disminución entre el año 2017 y 2018.

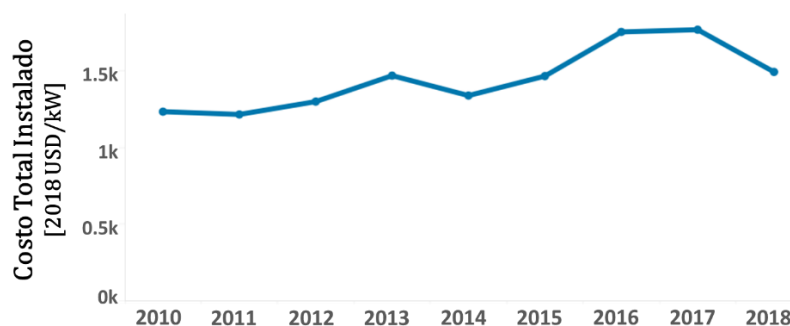


Figura 2.18. Costo Total por kW Instalado de Energía Hidroeléctrica.

Esta tendencia general a la baja en los costos totales promedio ponderados globales por cada MW instalado para proyectos de generación con Fuentes de Energía Renovables No Convencionales, ha sido un fuerte aliciente para que en la actualidad estas tecnologías sean atractivas en términos de inversión, potencializando su integración en los Sistemas Eléctricos de Potencia de muchos países.

Particularmente, las energías: eólica terrestre y solar fotovoltaica ya están alcanzando la paridad en precios respecto a los proyectos de energías convencionales en algunos países, llegándose a encontrar en estos mercados que su Costo de Energía Nivelado (*Levelized Cost of Energy - LCOE*) no subvencionado se encuentre entre los USD 30/MWh y USD 60/MWh, de hecho, por debajo del LCOE de la generación térmica con gas natural que se encuentra entre USD 48/MWh y USD 72/MWh [5]. Más allá de estos mercados líderes, la paridad en precios se está perfilando a nivel mundial a medida que los costos de instalación disminuyen.

El LCOE es la determinación de los costos de generación de electricidad (medidos en USD/MWh) teniendo en cuenta costos de inversión, explotación y mantenimiento, los factores de capacidad y los costos de combustible de una tecnología concreta, mediante el cálculo del promedio de su vida útil. Este permite establecer una comparación de los costos de igual a igual entre los distintos recursos energéticos.

Adicionalmente, existen otros factores que están promoviendo la inserción de esta FERNC a nivel mundial, producto del avance tecnológico que ha permitido superar algunos obstáculos clásicos de este tipo de fuentes. Estos nuevos incentivos son: La Fiabilidad que están alcanzando las FERNC para su integración a la red eléctrica y el desarrollo de nuevas tecnologías como la automatización, la inteligencia artificial (IA) y la tecnología *blockchain*.

Aunque uno de los obstáculos más documentados para la integración a gran escala de las FERNC es su intermitencia, catalogada por la Agencia Internacional de Energía (*International Energy Agency – IEA*) como dificultades de fase 1 [6], el avance tecnológico

está permitiendo que esta percepción cambie, llevando a estas fuentes a ser tomadas en cuenta para aumentar la fiabilidad de la red, la resiliencia del parque de generación y en general para prestar los servicios básicos del sistema como son el soporte de tensión y el control de frecuencia con una calidad igual o superior a las fuentes convencionales, gracias a los inversores inteligentes y controles avanzados [7],[8].

Ahora, la automatización y procesos de producción avanzados, la inteligencia artificial (*Artificial Intelligence - AI*) y la tecnología *blockchain*, así como los avances en el desarrollo de materiales están acelerando el desarrollo de estas energías renovables. La automatización y la producción avanzada han permitido racionalizar la producción y explotación de las energías renovables. La AI ha permitido optimizar tanto el uso de la electricidad como su producción al aplicarse a la predicción meteorológica y a la previsión de costos de consumo. La tecnología de *blockchain* ha permitido mejoras en el mercado energético al brindar herramientas que faciliten su comercialización como el caso de los Certificados de Atributos Energéticos (*Energy Attribute Certificate - EAC*) [9].

2.1 Referencias

[1] K.S. Krane. “Introductory Nuclear Physics”. Wiley. New York. 1988.

[2] Sören Amelang, Benjamin Wehrmann. “German onshore wind power – output, business and perspectives”. Journalism for the energy transition. 2019. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/german-onshore-wind-power-output-business-and-perspectives>

[3] “Best Research-Cell Efficiency Chart”. NREL Transforming Energy. 2019. <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20191104.pdf>

[4] “Renewable Energy Statistics 2019”. IRENA International Renewable Energy Agency. 2018. <https://www.irena.org/publications/2019/Jul/Renewable-energy-statistics-2019>

[5] “Renewable Power Generation Costs in 2018”. IRENA International Renewable Energy Agency. 2018. <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>

- [6] “Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Transformation”. IEA International Energy Agency. 2018. <https://webstore.iea.org/status-of-power-system-transformation-2018>
- [7] “Using Renewables to Operate a Low-Carbon Grid: Demonstration of Advanced Reliability Services from a Utility-Scale Solar PV Plant”. California ISO, NREL, FirstSolar. 2017. <https://www.caiso.com/Documents/UsingRenewablesToOperateLow-CarbonGrid.pdf>
- [8] “Can Synthetic Inertia from Wind Power Stabilize Grids?”. IEEE Spectrum, Peter Fairley. 2016. <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/renewables/can-synthetic-inertia-stabilize-power-grids>
- [9] “How Block-chain Could Give Us a Smarter Energy Grid”. MIT Technology Review, Mike Orcutt. 2017. <https://www.technologyreview.com/s/609077/how-blockchain-could-give-us-a-smarter-energy-grid/>

3 OPERACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La principal tarea de cualquier Centro de Control de un Sistema Eléctrico de Potencia es supervisar y controlar de manera permanente y en tiempo real las principales variables eléctricas de dicho sistema, entendiéndose estas como la Frecuencia y la Tensión, además de monitorear y controlar la cargabilidad de los equipos que conforman la red (Transformadores y Líneas de Transmisión) mediante instrucciones operativas o comandadas para bajar o subir generación según se requiera, garantizando siempre, como se había mencionado anteriormente, unas exigencias mínimas de Seguridad, Confiabilidad, Calidad y Economía. Adicionalmente, ante eventos programados y no programados en el sistema que impliquen la desconexión de uno o más elementos de la red se deben tomar acciones de control para mantener operativo el sistema, para posteriormente llevar la topología a sus condiciones normales.

Tradicionalmente dichas acciones de control han sido orientadas por sistemas de control avanzados que las ejecutan de manera automática, pero también mediante la experticia de los ingenieros de operación quienes toman decisiones en tiempo real para mantener dichas variables dentro de los rangos admisibles y garantizando siempre las condiciones de estabilidad y confiabilidad del sistema.

Estas acciones de Operar, Controlar y Supervisar los Sistemas Eléctricos de Potencia se realizan típicamente desde un centro de control el cual cuenta con un Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (*Supervisory Control And Data Acquisition - SCADA*) para medir las variables eléctricas. Un Sistema SCADA tiene como finalidad supervisar y controlar remotamente el sistema de potencia mediante la recolección e integración de datos obtenidos desde diferentes sensores y equipos de medida ubicados en las subestaciones del sistema de potencia mediante diversos protocolos en un solo lugar. Estas lecturas se realizan en tiempo real y tienen la posibilidad de almacenarse históricamente. Además, los sistemas SCADA tienen otras funcionalidades como señalización de alarmas, control, mando remoto de equipos del sistema, entre otros.

Aprovechando el débil acoplamiento existente entre el Flujo de Potencia Activa y el Flujo de Potencia Reactiva en los sistemas eléctricos de potencia, los Sistemas de Control de Frecuencia y los Sistemas de Control de Tensión pueden ser concebidos de manera independiente, así mismo como el Control del Flujo de Potencia o más específicamente la corriente que circula en líneas de transmisión y transformadores.

En términos generales la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia es la misma en toda la extensión del sistema, es decir en cada una de las barras e inclusive en los terminales del usuario final, siempre y cuando el sistema se encuentre es estado estable (en ausencia de perturbaciones o eventos) por lo cual el control de frecuencia debe hacerse de manera global y centralizada, mientras que las tensiones obedecen a una situación netamente local o zonal (un grupo limitado de barras) con lo que el control de tensión debe considerarse de manera distribuida.

De acuerdo con lo anterior se puede decir que la Operación y el Control de un Sistema Eléctrico de Potencia puede ser dividido en tres procesos principales: ***Control de Frecuencia***, ***Control de Tensión*** y ***Control Topológico de la Red***.

3.1 Control de Frecuencia

El Control de Frecuencia de un Sistema Eléctrico de Potencia está estrechamente relacionado con el balance Generación – Demanda, es decir que en condiciones normales de operación la cantidad de potencia consumida por la demanda más las pérdidas en el sistema por efecto Joule, debe ser igual a la cantidad de potencia producida por los generadores. La frecuencia, que no es más que el número de ciclos por segundo de la onda de tensión, debe estar dentro de unos límites muy estrictos con el fin de garantizar la estabilidad del sistema respecto a la operación de las máquinas síncronas conectadas a él, además del funcionamiento adecuado de equipos electrónicos, industriales y/o domésticos y la calidad en la prestación del servicio de electricidad.

En régimen normal de funcionamiento, todos los generadores síncronos conectados a la red giran juntos en completo sincronismo, es decir, la velocidad de giro de cada uno de ellos multiplicada por su número de pares de polos es exactamente igual a la frecuencia eléctrica del sistema. Entre todos producen la potencia eléctrica requerida por la demanda más las pérdidas del sistema, pero si en un momento dado aumenta dicha demanda y el par acelerante aplicado por cada turbina a cada generador no aumenta, el par electromagnético tiende a

frenar cada máquina, lo que implicaría que cada una de ellas disminuya su velocidad de giro provocando que la frecuencia del sistema caiga progresivamente.

Otra manera de describir esta dependencia es en términos del balance energético. Mientras el sistema opere en régimen permanente, la potencia mecánica entregada por las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por la demanda más las pérdidas. Si aumenta la potencia eléctrica consumida, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de potencia solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en la rotación de las máquinas, también conocida como Inercia del Sistema. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que disminuye la frecuencia eléctrica del sistema.

Debido a que la demanda del sistema está cambiando constantemente, se hace evidente la necesidad de un mecanismo que regule de manera continua la potencia mecánica entregada a cada generador síncrono y por ende su potencia eléctrica de salida, de manera que se mantenga estable la frecuencia del sistema. Pero un modo de control así sería insuficiente, si sólo actuara sobre cada unidad particularmente mirando únicamente la frecuencia. Teniendo en cuenta que existen adicionalmente otros factores que intervienen en la variación de la frecuencia del sistema, se hace necesario implementar estrategias más complejas y robustas para realizar el control de Frecuencia.

Algunos factores que influyen en el comportamiento de la frecuencia y por los cuales es necesario tomar acciones de control son:

- Incremento o decremento de la demanda en el sistema.
- Salida o entrada de generación programada.
- Eventos de pérdida de generación o de carga.
- Cambios en la topología por falla u operación.
- Aislamiento de algún área eléctrica.
- Desviaciones en el programa de intercambio con otros sistemas o países.
- Oscilaciones con bajo amortiguamiento.
- Cambio del modo de control AGC (Frecuencia, Intercambio, TLB)

Adicional a la función de control de la frecuencia del sistema, se requiere también otras acciones de control como son: el control del tiempo síncrono el cual es proporcional a la integral de la frecuencia empleado por algunos dispositivos para la medición del tiempo (relojes sincrónicos) y el control sobre los flujos de potencia por determinadas líneas. Esto se logra mediante el control sobre la potencia de entrada de cada generador. Sin embargo, debido al funcionamiento de los mercados eléctricos, la potencia generada por cada planta

debe atender también otros compromisos a parte del control de frecuencia como son las asignaciones de producción dadas por un despacho de energía programado con antelación.

Otra acción de control que se ejecuta mediante la intervención de la potencia de entrada de cada generador es el Intercambio de Potencia entre Áreas de Control Vecinas. Estas áreas de control son debidas a la extensión geográfica de los sistemas eléctricos modernos que los han llevado a interconectarse con sistemas vecinos. Cada área de control debe disponer de suficientes reservas de energía para afrontar sus propios desequilibrios entre generación y demanda sin afectar la frecuencia del sistema.

De acuerdo con lo anterior se hace necesario un Sistema de Control de Frecuencia coordinado y robusto que tenga en cuenta al mismo tiempo todos estos factores mencionados y que además garantice:

- El equilibrio entre Generación y demanda.
- La Frecuencia de Referencia del Sistema.
- El Cumplimiento de los Intercambios de Energía con las áreas vecinas.
- La suficiente Reserva de Energía.

Tradicionalmente, el sistema de control utilizado en la mayoría de los sistemas Eléctricos de Potencia realiza su función mediante una estructura de lazos que va desde el control individual sobre el regulador de velocidad de cada unidad de generación del sistema hasta el control automático coordinado sobre la potencia de salida de un grupo de generadores.

Estos lazos de control de frecuencia son comúnmente conocidos en la literatura clásica como *Control Primario*, *Control Secundario* y *Control Terciario*. La terminología utilizada en algunos códigos de redes internacionales es: *Proceso de Contención de Frecuencia (Frequency Containment Process - FCP)*, *Proceso de Restauración de Frecuencia (Frequency Restoration Process - FRP)* y *Proceso de Reemplazo de Reserva (Reserve Replacement Process - RRP)* respectivamente.

Todos estos lazos de control operan de manera directa sobre el regulador de velocidad de la turbina de cada grupo turbina-generador conectada al sistema. En la Figura 3.1 se ilustra el esquema básico de un generador síncrono con una turbina la cual puede tener como recurso primario para su funcionamiento gas, vapor o agua de manera general.

De acuerdo con lo ilustrado en la Figura 3.1 se tienen como entradas al Sistema de Control las señales de Potencia y Frecuencia de la Red Eléctrica las cuales son comparadas con las consignas de Potencia y Frecuencia de Referencia recibidas desde el exterior, usualmente desde un Centro de Control. El Sistema de Control opera sobre la Válvula de Admisión de la

Turbina la cual permite regular el flujo de entrada del recurso primario y como consecuencia la Potencia Mecánica inyectada al Generador. Con esta inyección de Potencia Mecánica se corrige la velocidad de giro de la máquina y con ello la Potencia Eléctrica entregada a la Red.

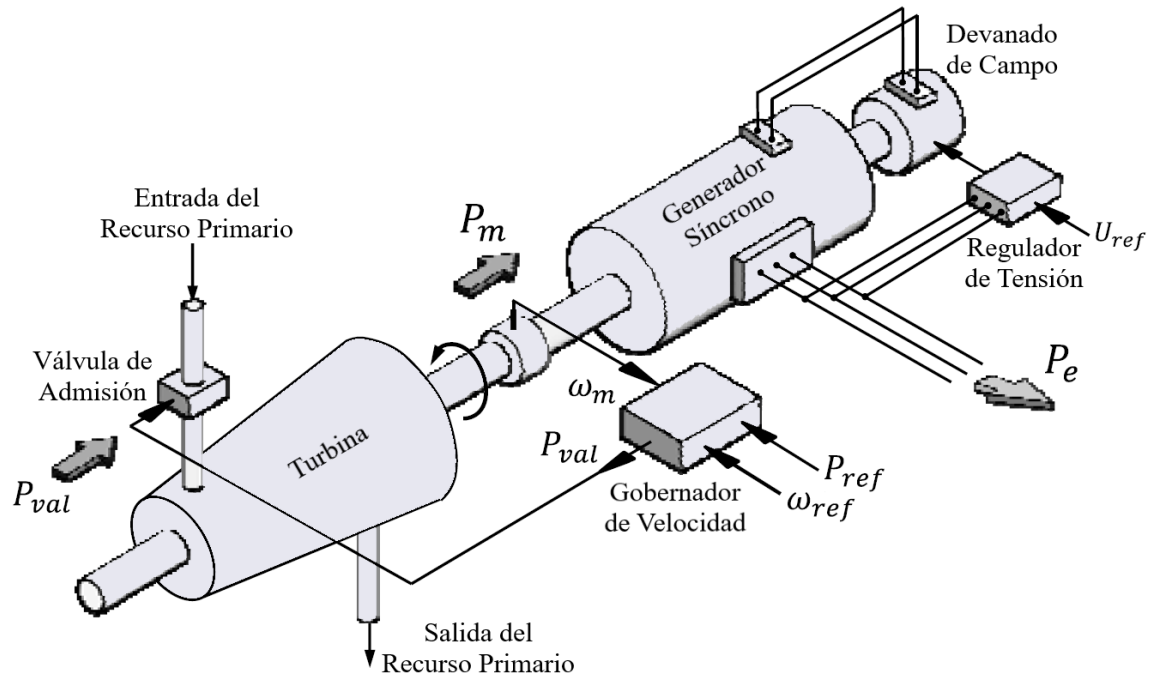


Figura 3.1. Componentes Principales de un Generador Síncrono.

Es de anotar que, por simplicidad para el sistema de control, es más sencillo controlar la velocidad de giro del eje de la máquina que la frecuencia eléctrica de la misma, por lo que en general se suele hablar del control directo sobre el gobernador de velocidad del generador y no sobre la válvula de admisión, aunque en últimas el efecto es el mismo.

En la Figura 3.2. se ilustrará en detalle los mecanismos y tiempos empleados para el control de frecuencia ante un evento de pérdida de generación. En la parte superior de la gráfica se muestra el comportamiento de la frecuencia y como esta se recupera en el tiempo, y en la parte inferior se muestra el aporte de potencia de los generadores en cada una de las instancias del control para restablecer la frecuencia.

Una vez ocurrido el evento, en este caso de pérdida de generación, la frecuencia del sistema empieza a caer, sin embargo, al mismo tiempo y de manera inmediata la *autorregulación* que no es más que la inercia misma del sistema frena la incursión de la frecuencia e impide que esta sea mayor, dando tiempo para que la respuesta del *control primario* inicie su proceso para recuperar la frecuencia. Mientras la frecuencia se está recuperando por la acción del

control primario, los recursos programados para realizar el *control secundario* de frecuencia empiezan a incrementar su potencia para restablecer el balance de generación – demanda y así llevar la frecuencia al valor nominal. Mientras se logra alcanzar la frecuencia de referencia es necesario restituir nuevamente el margen de regulación de los recursos programados para el control secundario mediante la asignación de una nueva consigna de generación para recursos que estén o no en línea. Esta última acción es conocida como *control terciario* de frecuencia.

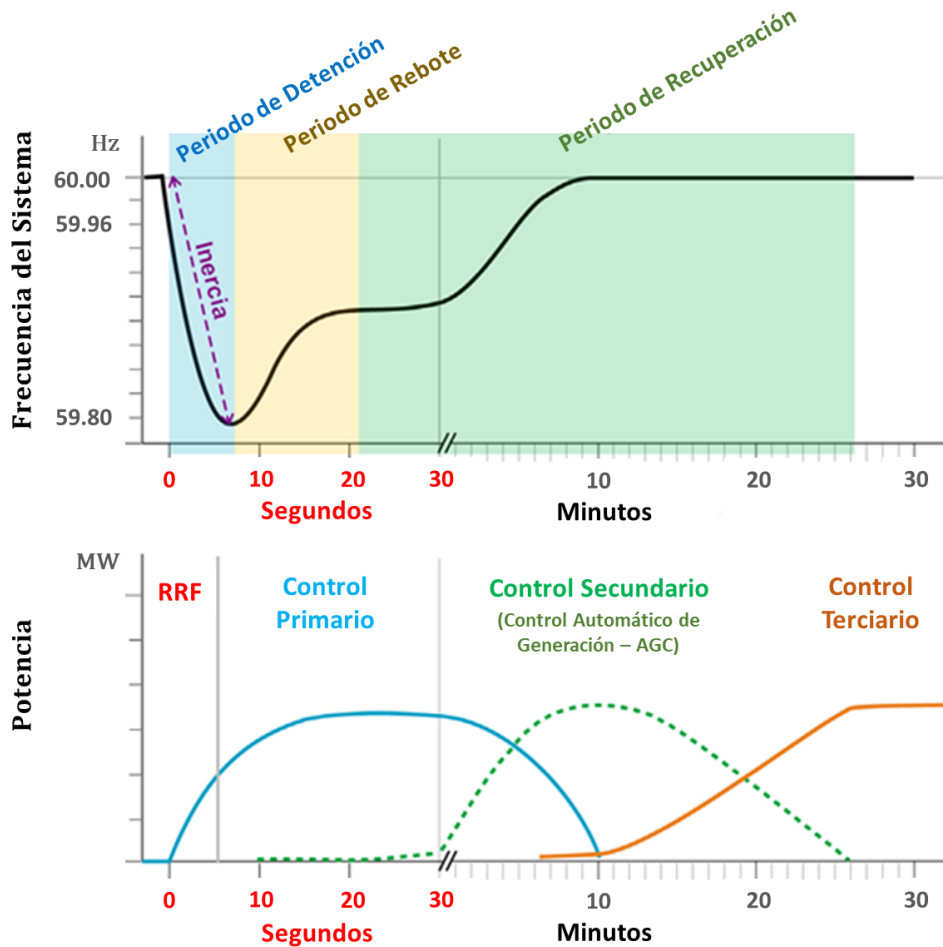


Figura 3.2. Instancias del Control de Frecuencia Ante Pérdida de Generación.

3.1.1 Inercia y Autorregulación

La *Inercia* está definida como la propiedad que tienen los cuerpos de permanecer en su estado de reposo o movimiento relativos. Dicho de forma general, es la resistencia que opone la materia al modificar su estado de movimiento, incluyendo cambios en la velocidad o en la dirección del movimiento.

La inercia en un sistema eléctrico de potencia se refiere a la energía cinética almacenada en los elementos rotativos conectados a la red y corresponde a la resistencia que estos presentan a los cambios en su velocidad de rotación debida a la masa del rotor. Un generador, entre más grande y pesado sea, necesitará mayor esfuerzo para cambiar su velocidad. Los recursos térmicos por su construcción debido a su rotor más grande y robusto presentan mayor inercia.

La *autorregulación* de frecuencia consiste en la inercia del conjunto turbina-generador y su oposición al cambio de velocidad cuando se presentan pequeños desbalances de carga. La autorregulación es la capacidad del generador de mantener una velocidad de giro alrededor de la velocidad nominal aun cuando se producen pequeños desbalances entre la generación y la demanda.

En términos matemáticos se puede escribir como se muestra a continuación. La ecuación 3.1 define el movimiento del eje de un generador síncrono. Esta ecuación plantea que en estado estable el Momento de Inercia J multiplicado por la segunda derivada del Ángulo del Rotor θ es igual al Torque Mecánico T_m inyectado desde la turbina menos el Torque Electromagnético T_e que tiende a frenarlo.

$$J \frac{d^2\theta_r}{dt^2} = (T_m - T_e) \quad (3.1)$$

Si se escribe la segunda derivada del ángulo del rotor en términos de la primera derivada de la Velocidad Angular ω_r se tendrá:

$$\frac{d^2\theta_r}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{d(\omega_r - \omega_0)}{dt} = \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (3.2)$$

Donde ω_0 es la velocidad de referencia y $\Delta\omega_r$ es la desviación de la velocidad. De acuerdo con lo anterior se puede escribir:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad (3.3)$$

Si se normaliza la ecuación anterior en valores unitarios o por unidad *p.u.* tomando como potencia base S_{base} la potencia nominal de la máquina, como frecuencia base ω_{base} la frecuencia de referencia del sistema y como torque base $T_{base} = S_{base}/\omega_{base}$ se llega a la siguiente expresión:

$$\frac{d\Delta\omega_{r_{pu}}}{dt} = \frac{(T_{m_{pu}} - T_{e_{pu}})}{2H} \quad (3.4)$$

Donde H corresponde a la constante de Inercia, definida como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{base}^2}{S_{base}} \quad (3.5)$$

En términos prácticos, esta inercia puede ser vista como el freno que le imponen las máquinas de generación a las variaciones de la frecuencia. Una vez ocurrido un evento de desbalance de Generación – Demanda, la frecuencia del sistema experimenta una variación brusca y no controlada debido a que los reguladores de velocidad de las unidades de generación no responden de manera instantánea. Dicha variación dependerá de las características del sistema y de la magnitud de la perturbación [1], [2], [3], sin embargo, entre más unidades se tengan sincronizadas a la red y entre más grandes sean estas, mayor será la inercia del sistema y por ende la variación de la frecuencia df/dt también conocida como ROCOF (*Rate Of Change Of Frequency*) será menor.

La constante de inercia H es un parámetro muy utilizado en el control de sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje del generador a la velocidad de sincronismo dividida entre la potencia base.

En la Figura 3.3 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante un evento de pérdida de generación y su dependencia de la constante de inercia H .

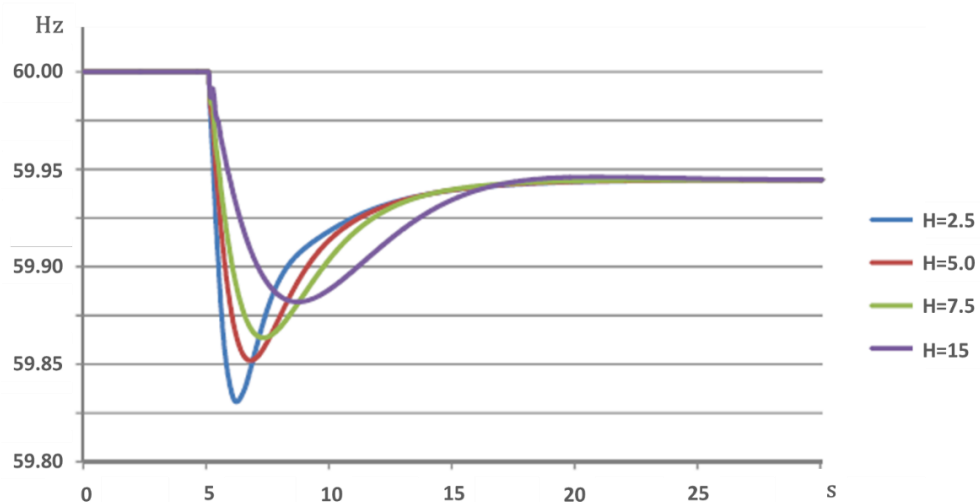


Figura 3.3. Variación de la Frecuencia Respecto a la Inercia.

De esta se observa que entre mayor sea la constante de inercia, la caída de la frecuencia ante un evento será menor, así como también se reduce la pendiente o df/dt .

Tipo de Máquina		Constante de Inercia H Energía almacenada en [MW*s/MVA]	
Generador con Turbina de Vapor	Con Condensación	1.800 rpm	9 a 6
	Sin Condensación	3.000 pm	7 a 4
Generador con Turbina Hidráulica	De baja Velocidad	< 200 rpm	4 a 3
	De alta velocidad	> 200 rpm	2 a 3
Condensador	Grande		2 a 4
Síncrono	Pequeño		1.25
Motor síncrono con carga que varía de 1.0 a 5.0 y superior para volantes pesados			1.00
			2.00

Tabla 3.1. Constante de Inercia Típica de Máquinas Síncronas.

En la Tabla 3.1 se muestran algunos valores típicos para las constantes de inercia de máquinas síncronas.

En esta se puede observar que el valor de la Constante de Inercia H es considerablemente mayor para un generador con turbina de vapor que para uno con turbina hidráulica. Entre el 30% y el 60% de la inercia total de una unidad de generación con turbina de vapor es la del motor principal, mientras que solo entre el 4% y el 15% de la inercia de una unidad de generación hidroeléctrica es la de la rueda hidráulica, incluida el agua.

3.1.2 Control Primario de Frecuencia

Tal como la terminología empleada por algunos códigos de redes internacionales lo define “Proceso de Contención de Frecuencia” (*Frequency Containment Process - FCP*) este control básico de la frecuencia actúa de manera inmediata y autónoma sobre el regulador de velocidad de cada una de las turbinas de las unidades generadoras conectadas al sistema y su principal objetivo es *contener* o corregir de manera autónoma los desequilibrios instantáneos entre la Generación y la Demanda como respuesta a las variaciones de la frecuencia.

Este lazo de control es el más rápido y opera de manera local y directa sobre cada generador síncrono del sistema como respuesta a la variación de la velocidad de giro del eje. Su tiempo

de actuación varía entre 2 y 20 segundos y su rapidez está limitada por la inercia propia de los generadores.

3.1.2.1 *Modelamiento de los Componentes del Control Primario*

El control primario de frecuencia está constituido básicamente por tres componentes: la respuesta de la carga, el regulador y la turbina.

Para entender mejor como opera este primer lazo de control, es importante entender como es el comportamiento de cada componente. A continuación, se describirá matemáticamente cada uno para luego ilustrar cómo funcionan físicamente y su efecto sobre el sistema eléctrico.

En las siguientes secciones se realizará el desarrollo matemático, basado en los apuntes extraídos de [1].

3.1.2.1.1 *Modelo del Generador*

Para describir matemáticamente el modelo del generador se partirá de la ecuación 3.4. donde se tenía la expresión de la primera derivada de la velocidad angular en valores unitarios. Por simplicidad se seguirán considerando todas las variables en valores unitarios para no escribir constantemente *p.u.*

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.6)$$

Debido a que en los sistemas eléctricos es más sencillo medir la Potencia Eléctrica que el Torque Electromagnético, además de que el sistema de control opera sobre la potencia de la máquina y no sobre el torque inyectado, es pertinente expresar esta ecuación en términos de la potencia. Considerando la relación $P = \omega_r T$ y considerando desviaciones pequeñas a partir de un estado inicial, se puede escribir:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T) \quad (3.7)$$

Si se toman sólo los incrementos y se desprecian los productos de segundo orden se obtiene:

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + \Delta\omega_r T_0 \quad (3.8)$$

Expresando el fenómeno físico en el eje mediante esta ecuación se obtiene:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m - \Delta T_e) + \Delta\omega_r(T_{m0} + T_{e0}) \quad (3.9)$$

Adicionalmente, si se tiene en consideración que en régimen de estado estable $T_{m0} = T_{e0}$, y en valores unitarios $\omega_0 = 1$, la ecuación 3.9 queda:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (3.10)$$

Ahora, considerando pequeños incrementos alrededor del régimen permanente, la ecuación 3.6 puede ser escrita como:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H}(\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (3.11)$$

Esta ecuación es conocida como Ecuación de Oscilación de la máquina síncrona. En la literatura especializada esta ecuación también es representada mediante diagramas de bloques, tal como se muestra en la Figura 3.4.

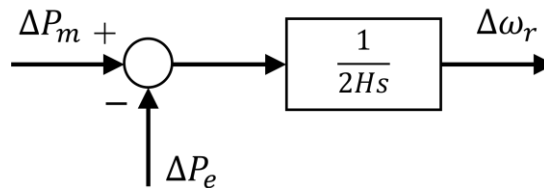


Figura 3.4. Función de Transferencia entre Potencia y Frecuencia.

3.1.2.1.2 Modelo de la Carga

En un sistema eléctrico existen diversidad de cargas, las cuales dependen entre muchos factores de la ubicación geográfica, si son climas cálidos o fríos influenciados por el uso de equipos de aire acondicionado o calefacción, y también de la finalidad que se le dé al uso de la electricidad, es decir si son cargas residenciales, comerciales o industriales. Algunas de estas cargas operan independientemente de la frecuencia del sistema como por ejemplo las cargas resistivas dedicadas a la calefacción o la iluminación, sin embargo, existen otras que están fuertemente influenciadas e incrementan su valor con el aumento de la frecuencia, por ejemplo, los motores de ventiladores o los motores industriales en general.

La relación entre el aumento de la carga total y el aumento de la frecuencia del sistema se puede expresar de la siguiente manera:

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad (3.12)$$

ΔP_e es el incremento total de la demanda, ΔP_l es el incremento de la demanda independiente de la frecuencia, D es la constante de relación entre la variación de frecuencia y la variación de carga debida a ella, también conocida como constante de amortiguamiento.

Cualquier aumento en la frecuencia provoca un ligero incremento en carga, y la constante de amortiguamiento D se opone a dicho incremento inicial, operando como un mecanismo de amortiguamiento, de allí su nombre.

La ecuación 3.12 es representada mediante diagrama de bloques mostrado en la Figura 3.5.

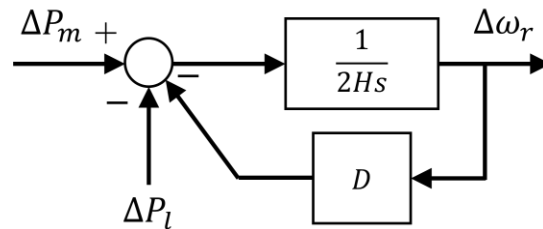


Figura 3.5. Efecto de la Frecuencia en la Carga.

Este diagrama a su vez puede ser reducido a un solo bloque equivalente, tal como se muestra a continuación:

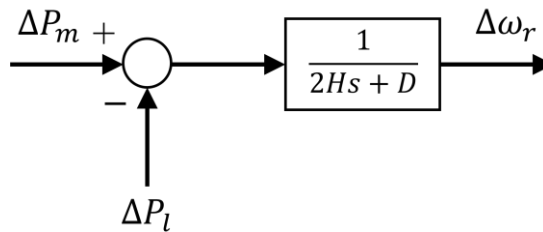


Figura 3.6. Diagrama de Bloques Reducido Efecto de la Frecuencia Sobre la Carga.

3.1.2.1.3 Modelo de la Turbina

Turbina es el nombre que se le da a la mayoría de las turbomáquinas motoras. Estas son máquinas a través de las cuales pasa un fluido en forma continua para entrega su energía a

través de un rodete con paletas o álabes. A través del movimiento rotativo producido, se convierte la energía de una corriente de agua, vapor o gas en energía mecánica.

Todas las turbinas sean térmicas o hidráulicas, tienen un mecanismo de control accionado por el regulador de velocidad para modificar la posición de las válvulas a la entrada de la turbina y regular el flujo del recurso primario. La salida será un cambio en la potencia mecánica.

Existen diferentes tipos de configuraciones, pero en todos los casos la función principal del modelo será considerar el retraso entre el cambio de posición de la válvula y el cambio en el flujo del recurso primario.

La turbina tiene una función de transferencia que en el caso más simple se reduce a un sistema de primer orden, con una constante de tiempo T_t que varía entre 0.2 y 0.5 segundos.

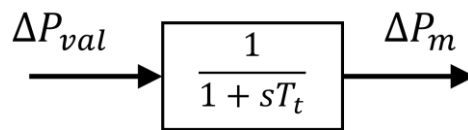


Figura 3.7. Función de Transferencia para la Turbina

En la Figura 3.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia para diferentes valores de la constante de tiempo T_t .

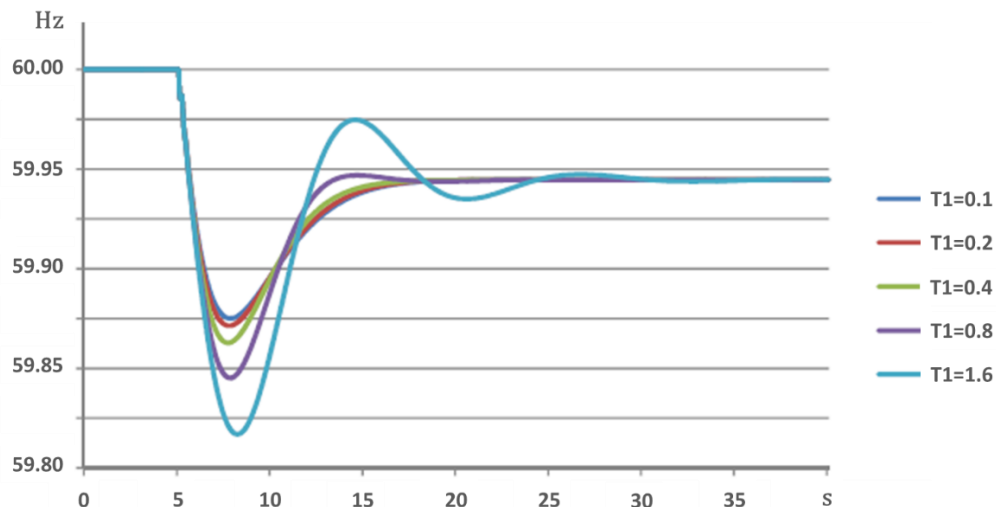


Figura 3.8. Variación de la Frecuencia Respecto a la Constante T_t .

Entre mayor sea el valor de la constante de tiempo, más lenta será la respuesta en la inyección del recurso primario y por ende la potencia mecánica entregada a la salida será más lenta.

De la figura se puede observar también que a medida que aumenta el valor de la constante de tiempo T_t , la frecuencia del sistema tiende a tener una caída más pronunciada. Adicionalmente, se observa una mayor oscilación en la respuesta de la frecuencia pudiéndose llegar a un punto de inestabilidad en el sistema.

3.1.2.1.4 Modelo del Regulador

El control primario de frecuencia se realiza a través de la acción del gobernador o regulador de velocidad del generador, tal como se mostró en la Figura 3.1. De manera simple se puede decir que el gobernador es una combinación de dispositivos y mecanismos, ya sean mecánicos, hidráulicos o electrónicos, que detecta cualquier desviación de velocidad y modifica de manera conveniente la posición de la válvula de admisión de la turbina para modificar la velocidad del eje.

Modelo del Regulador de un Generador (Sin estatismo)

Este modo de regulación también conocido como modo *isócrono* es uno de los modos de regulación de la frecuencia o velocidad de un generador en el cual se fija un valor de referencia que el generador debe seguir. Si el valor es inferior al fijado, la turbina que mueve el generador proporciona más energía mecánica al eje, y si es superior, proporciona menos energía.

Para este modelo se considerará un sistema de control de bucle cerrado a partir del modelo presentado en la Figura 3.6. En este diagrama presentado en la Figura 3.9 se despreciarán algunas dinámicas inherentes al sistema como son el accionamiento de la válvula de admisión y la turbina, entre otros.

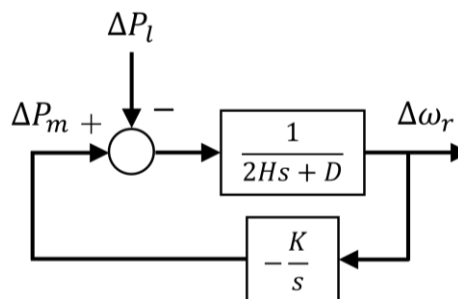


Figura 3.9. Esquema de un Regulador sin Estatismo.

Ante un error negativo de la frecuencia el regulador aumenta la potencia mecánica aplicada sobre el eje, lo cual tiende a reducir el error de frecuencia. El efecto integrador del regulador hace que el régimen permanente se alcance cuando el error de frecuencia es cero.

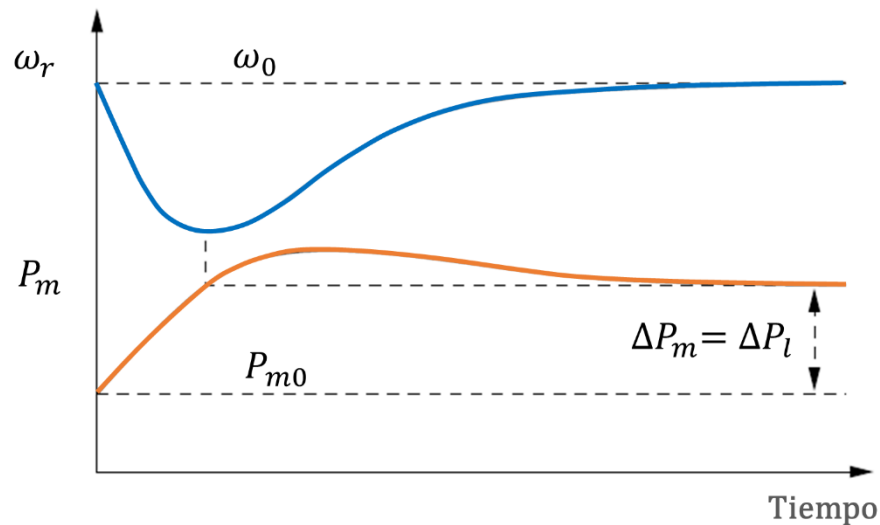


Figura 3.10. Respuesta de un Regulador sin Estatismo.

En la Figura 3.10 se muestra la respuesta en el tiempo del regulador en modo isócrona ante un aumento de demanda. Inicialmente, la diferencia entre la potencia mecánica P_m y la potencia eléctrica generada P_e hace que la velocidad de giro comience a decrecer, con mayor o menor velocidad dependiendo de la inercia del rotor. Al mismo tiempo el lazo regulador comienza a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer. Finalmente, la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.

Este modo de regulación sólo funciona correctamente en sistemas que funcionan en isla o en aquellos en los que un sólo generador produzca una parte importante de la energía que se requiere en todo el sistema y que los demás generadores no intervengan en el control primario de frecuencia. Si en un mismo sistema de potencia dos o más generadores ajustan este tipo de regulación, estos competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia, provocando que el sistema entre en un punto de operación inestable.

Debido a que en los sistemas reales es importante que varios generadores participen en el control primario, este modo de regulación no es aplicable para efectos prácticos.

Modelo del Regulador de un Generador (Con estatismo)

Para resolver el problema presentado con el regulador isócrono y permitir la participación de varios generadores en el control primario de frecuencia en un mismo sistema de potencia, se aplica un modo de regulación con característica frecuencia-potencia negativo también denominado regulador con estatismo, mediante la introducción de un lazo de control adicional como el mostrado en la Figura 3.11.

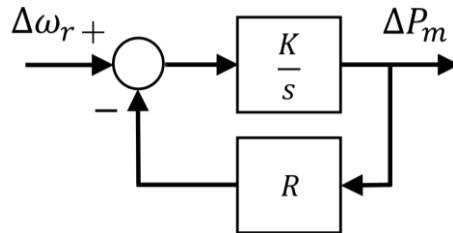


Figura 3.11. Esquema de un Regulador con Estatismo.

El diagrama de bloques mostrado anteriormente puede ser reducido de la forma en que se muestra a continuación donde la constante de tiempo T_g corresponde a $1/KR$.

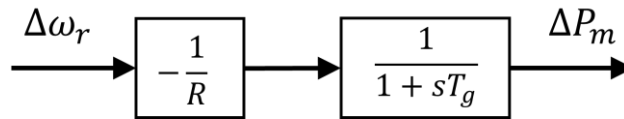


Figura 3.12. Diagrama de Bloques Reducido de un Regulador con Estatismo.

Del diagrama de bloques mostrado se obtiene que la constante R es quien determina la característica del regulador en régimen permanente. Esta constante R se denomina Estatismo del generador y equivale a la relación entre el incremento de la frecuencia y el incremento relativo de la potencia de salida. Puede escribirse como se muestra en la ecuación 3.13.

$$R = -\frac{\Delta\omega_r}{\Delta P_m} = \frac{\omega_v - \omega_{pc}}{\omega_0} \quad (3.13)$$

Donde ω_v corresponde a la frecuencia en régimen permanente en vacío, ω_{pc} corresponde a la frecuencia en régimen permanente a plena carga y ω_0 corresponde a la frecuencia nominal.

En la Figura 3.13 se representa gráficamente la ecuación 3.13, donde el estatismo corresponde a la pendiente de la característica frecuencia/potencia con signo cambiado. Este estatismo puede ser expresado en valores en por unidad o en porcentaje.

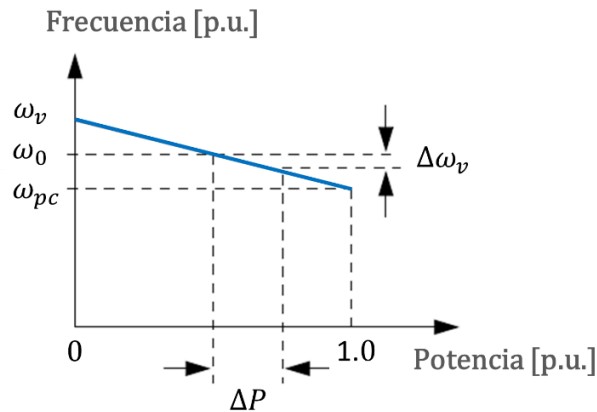


Figura 3.13. Característica del Control Primario con Estatismo.

De esta figura se puede notar como una caída de la frecuencia $\Delta \omega$ a partir del punto de equilibrio provoca un incremento en la potencia de salida ΔP proporcional a la pendiente, es decir que, por ejemplo, para un estatismo de 0.05 (pendiente de 5%), una disminución de la frecuencia del 5%, provoca un incremento del 100% de la apertura de la válvula y por ende en la potencia de salida del generador.

En la Figura 3.14 se muestra la respuesta en el tiempo de un regulador con estatismo. De esta se puede notar que la frecuencia final es diferente a la frecuencia inicial, contrario a lo visto para un regulador sin estatismo. La aparición de este error en la frecuencia después de alcanzar el estado estable ante una perturbación es debido al estatismo, sin embargo, es justamente este mecanismo el que permite la participación de varios generadores en el control primario de frecuencia.

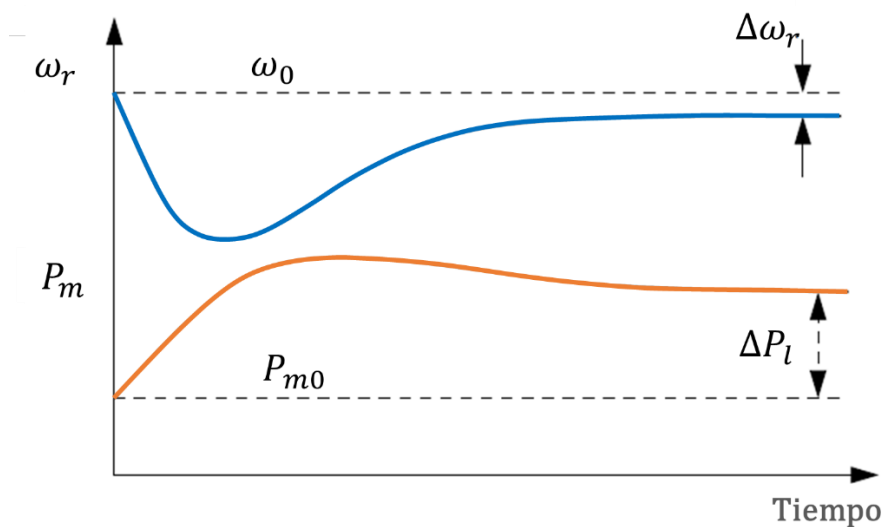


Figura 3.14. Respuesta de un Regulador con Estatismo.

En la Figura 3.15 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante diferentes valores de la característica de regulación R .

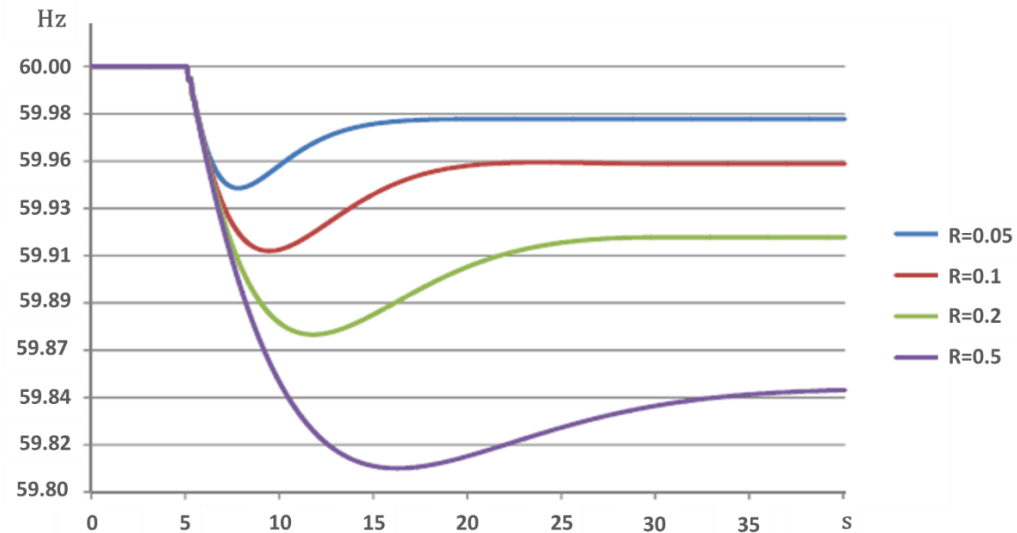


Figura 3.15. Variación de la Frecuencia Respecto al Estatismo.

De esta figura se puede observar que este estatismo influye tanto en el comportamiento dinámico como en el valor final de frecuencia. El comportamiento inicial es el mismo en todos los casos ya que sólo depende de la inercia y de la magnitud de la pérdida de generación.

Teniendo en cuenta que la ganancia $1/R$ relaciona los cambios de la frecuencia con los cambios en la potencia mecánica y analizando el comportamiento dinámico mostrado en la figura, se puede decir que, para valores grandes de estatismo, la respuesta es lenta por lo que la frecuencia alcanzará valores más bajos y en un tiempo mayor. A medida que R es más pequeña, la ganancia será mayor y la inyección de potencia mecánica al eje será más rápida, lográndose que la frecuencia no decaiga tanto y su valor en estado estable sea mejor.

En cualquiera de los casos es de notar que la frecuencia no alcanza los valores de referencia.

Modelo del Regulador para Generadores en Paralelo

Como ya se había mencionado en la sección anterior, el estatismo en el control primario de frecuencia permite la participación simultánea de varios generadores. Si se consideran dos unidades de generación con estatismo R_1 y R_2 que responden en simultaneo a una variación

de frecuencia Δf , cada unidad variará su generación en una proporción ΔP_1 y ΔP_2 respectivamente.

$$\Delta P_1 = -\frac{\Delta f}{R_1} \quad y \quad \Delta P_2 = -\frac{\Delta f}{R_2} \quad (3.14)$$

Las ecuaciones relacionadas pueden ser representadas gráficamente en la Figura 3.16

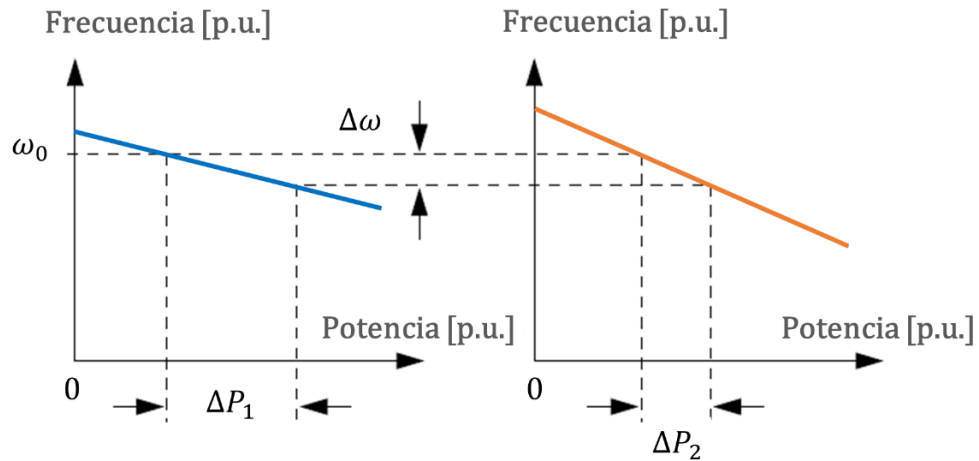


Figura 3.16. Reparto de Carga entre Generadores con Diferente Estatismo.

De esta figura se puede observar que la unidad con menor estatismo R_1 contribuye a la regulación primaria con mayor porcentaje de potencia ΔP_1 respecto a su potencia nominal, y la que tiene mayor estatismo R_2 contribuye con menor porcentaje de potencia ΔP_2 .

Este mismo principio puede ser extendido para el caso con varios generadores participando en la regulación primaria de frecuencia. Cada unidad tendrá una variación de potencia ΔP_i proporcional a su estatismo y su potencia nominal. Si varias unidades en paralelo tienen el mismo estatismo, todas ellas contribuyen al control primario de manera proporcional a su potencia nominal.

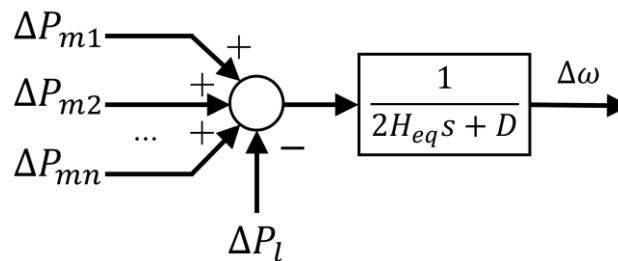


Figura 3.17. Modelo de Sistema con Control Primario.

A través del diagrama de bloques mostrado la Figura 3.17 se puede expresar la relación entre la potencia mecánica entrante a los generadores, la demanda y la frecuencia, al representar todos los generadores de un sistema mediante un único generador equivalente, cuya constante de inercia H_{eq} sea igual a la suma de todas las constantes de inercia referidas a una misma potencia base.

En estado estable, cada generador tendrá una variación $\Delta P_{mi} = -\Delta\omega/R_i$. Ante un incremento de carga ΔP_l se produce una variación en la frecuencia, tal como se muestra en la ecuación 3.15.

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_l}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}\right) + D} = \frac{-\Delta P_l}{\frac{1}{R_{eq}} + D} \quad (3.15)$$

Donde

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}} \quad (3.16)$$

A partir de este valor de estatismo equivalente del sistema R_{eq} , se puede establecer el valor de la característica demanda/frecuencia en régimen permanente.

$$\beta = \frac{-\Delta P_l}{\Delta\omega} = \frac{1}{R_{eq}} + 1 \quad (3.17)$$

Esta constante β también es conocida como Constante de Regulación Combinada del Sistema *BIAS* que permite relacionar la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia. El valor de esta constante que está dado en unidades de $[MW/Hz]$ se aplica a un parámetro de entrada del sistema de control del AGC. Esta respuesta es diferente dependiendo del número de generadores en línea, del período de demanda del día, de las dinámicas de los reguladores de velocidad de los generadores en línea y en general de las características del sistema de potencia en cada instante.

3.1.2.2 *Modelo General del Control Primario de Frecuencia*

Partiendo de cada uno de los modelos descritos anteriormente, se obtiene el diagrama de bloques completo con cada uno de los componentes que conforman el control primario de frecuencia.

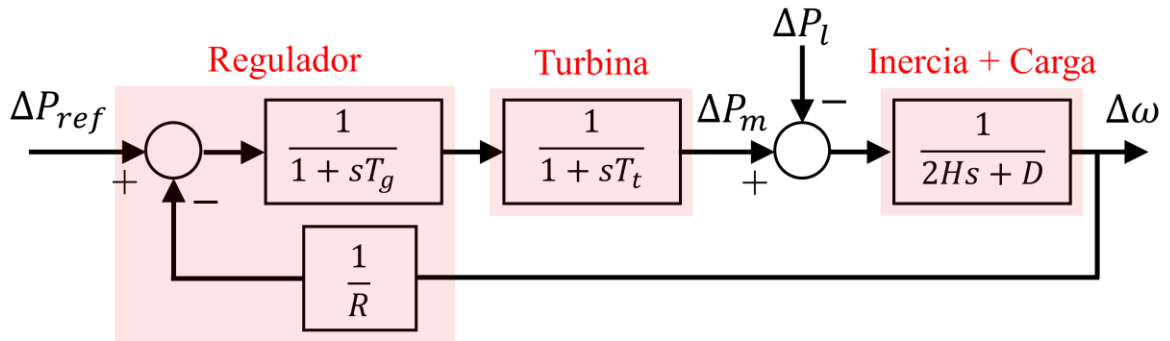


Figura 3.18. Diagrama de Bloques Completo del Control Primario de Frecuencia.

También se puede representar matemáticamente la ecuación del modelo general del Control Primario de Frecuencia.

$$-\frac{\Delta\omega}{\Delta P_l} = \frac{(1 + sT_g)(1 + sT_t)}{(1 + sT_g)(1 + sT_t)(2Hs + D) + \frac{1}{R}} \quad (3.18)$$

3.1.2.3 Parámetros de Ajuste del Control Primario de Frecuencia

El ajuste adecuado de los parámetros requeridos para el control primario de frecuencia permite garantizar la calidad de la frecuencia y la operación segura y confiable del sistema de potencia. Estos parámetros son:

- *Banda Muerta de Operación:* Es el rango de frecuencia del sistema eléctrico de potencia dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia, es decir, para variaciones de la frecuencia menores al valor de banda muerta, el regulador de velocidad de las unidades de generación no debe tomar ninguna acción. Típicamente, para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz.
- *Estatismo:* Como se había descrito anteriormente es la característica técnica de una unidad de generación que determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga. Los valores típicos de este parámetro están entre 4% y 6%.
- *Reserva de Regulación Primaria:* Es la capacidad disponible en las unidades de generación necesaria para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Típicamente este valor de reserva es del 3% del valor de generación despachada.

La regulación primaria de frecuencia es fundamental para evitar aumentos o disminuciones pronunciadas de la frecuencia ante desbalances producto de eventos fortuitos en la demanda o la generación.

Si el nivel de regulación primaria no es adecuado, un desbalance entre generación o demanda puede causar que la frecuencia del sistema alcance niveles operativos inaceptables, produciendo riesgos de disparo o actuaciones de esquemas sistémicos de protección adicionales.

Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

Para corregir estos dos efectos es necesaria la intervención de un segundo lazo de control, el denominado Control Secundario de Frecuencia.

3.1.3 Control Secundario de Frecuencia

De acuerdo con lo que indica la terminología empleada por algunos códigos de redes internacionales “*Proceso de Restauración de Frecuencia*” (*Frequency Restoration Process - FRP*) este lazo de control de la frecuencia tiene como finalidad **restablecer** la frecuencia de referencia del sistema y restablecer el intercambio de flujo de potencia entre áreas vecinas. Esto se logra mediante la actuación de este sistema de control también denominado “*Control Automático de Generación*” o *AGC*.

Este esquema de control de frecuencia opera sobre un rango de tiempo que va desde los 10 segundos y hasta los 20 minutos y toma acciones únicamente sobre el área de control que le corresponde llevando la frecuencia al valor de referencia y el intercambio de potencia con las áreas vecinas a los valores programados.

El Control Secundario de Frecuencia también llamado *AGC*, es un sistema de control automático que lleva la frecuencia y los intercambios con áreas vecinas a su valor nominal a causa de desviaciones en el balance carga-generación o después de ocurrida una perturbación

en el sistema. Una vez ocurrida una perturbación y después de haber actuado el control primario, este AGC calcula la desviación de frecuencia e intercambio respecto a la frecuencia objetivo del sistema de potencia y el valor del intercambio programado y dependiendo de la desviación calculada, envía una modificación a la consigna de potencia mediante pulsos o mediante un *setpoint* a las unidades destinadas para el control secundario para aumentar o disminuir la inyección de potencia eléctrica al sistema y así mantener el balance carga – generación y el intercambio programado.

El Control Secundario de Frecuencia debe ser ejecutado de forma centralizada. En caso contrario los generadores programados para prestar el servicio de AGC competirían entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y se pondría en riesgo la estabilidad de frecuencia del sistema de potencia. Debido a esto, existe un único lazo de control normalmente ubicado en un centro de despacho o centro de control desde donde se mide la frecuencia y el intercambio de energía para posteriormente enviar las consignas de potencia a las unidades programadas en AGC.

Con el objetivo de facilitar la comprensión del funcionamiento del control secundario de frecuencia, se presentará inicialmente la manera como opera el AGC en un sistema de potencia aislado, es decir sin intercambios de potencia con otras áreas, para posteriormente presentar el caso completo para sistemas con dos o más áreas de control.

3.1.3.1 Control Secundario de Frecuencia para un Sistema Aislado

En un sistema eléctrico de potencia que opere de manera aislada respecto a la interconexión con otro sistema vecino solo tiene relevancia la acción de control secundario sobre la frecuencia de referencia ya que no es necesaria la acción de control sobre los intercambios de energía.

Bajo esta premisa, el esquema de control solo considera un lazo de control adicional al lazo de control primario el cual en el caso más simple actúa sobre un único generador del sistema que se encargue de restaurar automáticamente el margen de regulación de las demás unidades que sirvieron para el control primario de frecuencia y llevar la frecuencia al valor de referencia.

Este esquema es mostrado en la Figura 3.19. En esta, el lazo de control asociado a la regulación secundaria de frecuencia agrega una acción de control suplementaria $-K_1/s$, la cual ante cualquier variación de la carga actúa únicamente sobre la o las unidades programadas para AGC y sólo después de que se haya estabilizado la acción del control primario para ajustar únicamente la frecuencia del sistema.

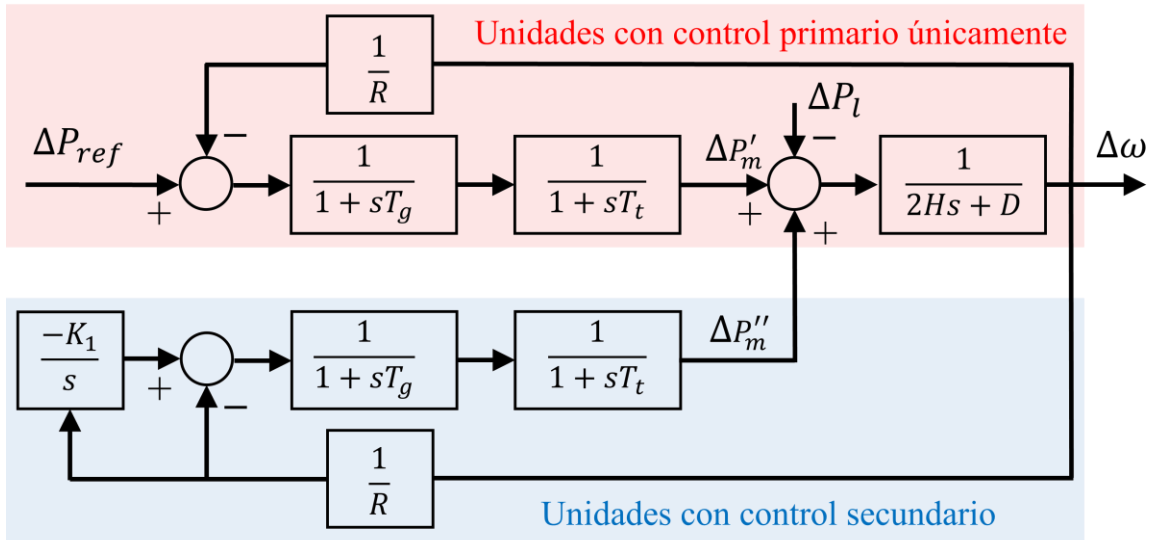


Figura 3.19. Control Secundario de Frecuencia para un Sistema Aislado.

3.1.3.2 Control Secundario de Frecuencia para un Sistema con Dos Áreas

Para un sistema eléctrico con esquema de transferencia de energía con áreas vecinas ya se hace relevante el control tanto de la frecuencia como de los intercambios, por lo que el sistema de control secundario debe tener un componente adicional.

Para mostrar el desarrollo del modelo para el control secundario de frecuencia se partirá de un sistema eléctrico conformado por dos áreas las cuales están unidas a través de una línea, tal como se muestra en la Figura 3.20.

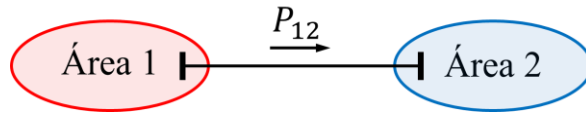


Figura 3.20. Esquema de un Sistema de Dos Áreas.

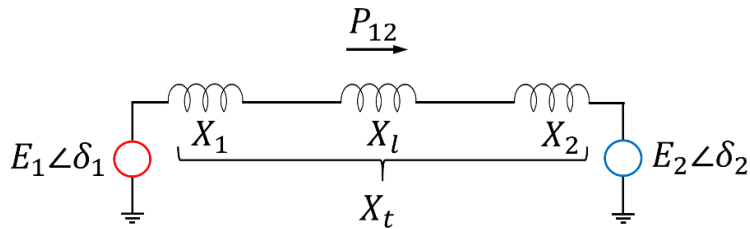


Figura 3.21. Esquema Eléctrico Equivalente de un Sistema de Dos Áreas.

En la Figura 3.21. se representa el esquema eléctrico equivalente en el que para efectos prácticos se considerará que cada área está conformada por un único generador equivalente que abarca el efecto de todos los generadores de su respectiva área con sus correspondientes sistemas de control, por lo que cada área será representada mediante una fuente de tensión con su respectiva reactancia equivalente.

Partiendo de este esquema circuital se puede expresar la potencia activa que fluye a través de la línea de la forma:

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_t} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (3.19)$$

Linealizando alrededor del punto de equilibrio inicial definido por δ_{10} y δ_{20} , se obtiene:

$$\Delta P_{12} = T_0 \Delta \delta_{12} \quad (3.20)$$

Donde: $\Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2$ y T_0 es el par sincronizante definido como:

$$T_0 = \frac{E_1 E_2}{X_t} \cos(\delta_{10} - \delta_{20}) \quad (3.21)$$

Cabe aclarar que si P_{12} es el flujo que va desde el área 1 hacia el área 2, entonces ΔP_{12} que no es más que la variación de este flujo, corresponde a la diferencia entre el valor programado de intercambio y el valor real de dicho intercambio.

$$\Delta P_{12} = P_{12 [Programado]} - P_{12 [Real]} \quad (3.22)$$

El diagrama de bloques que se muestra en la Figura 3.22 se obtiene agregando las ecuaciones anteriores al esquema con unidades en control primario únicamente. De esta manera sólo se considera entonces el control primario y el control de intercambio. Cada área queda representada por un generador equivalente con su constante de inercia H , su regulador de velocidad y su turbina, y por el coeficiente de amortiguamiento D . El efecto de la línea de enlace se representa mediante el término ΔP_{12} , el cual se obtiene como lo establece la ecuación 3.20, a partir del par sincronizante y la diferencia entre los ángulos de las tensiones internas de cada área o por facilidad de cálculo a partir de la ecuación 3.22.

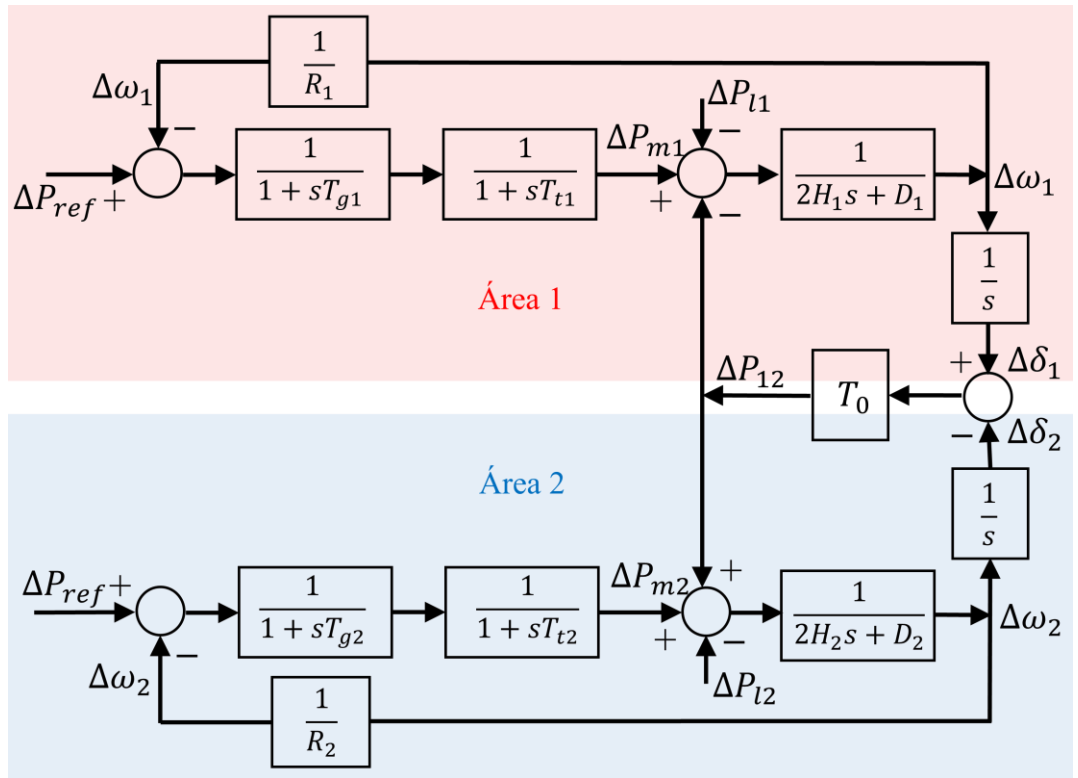


Figura 3.22. Esquema de Control del Sistema de Dos Áreas sin Regulación Secundaria.

La aparición de un valor positivo de ΔP_{12} implica un incremento en la transferencia de potencia activa desde el área 1 hacia el área 2. Bajo este esquema, sin el control secundario, un incremento de ΔP_{12} puede ocasionar situaciones adversas para el sistema de potencia. Para mitigar este efecto se hace necesaria la coordinación de la regulación secundaria la cual debe conseguir anular $\Delta\omega_1$, $\Delta\omega_2$ y ΔP_{12} .

Teniendo en cuenta que en régimen permanente la desviación de la frecuencia es la misma para todo el sistema interconectado, es decir, para ambas áreas ($\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \Delta\omega$), y considerando un incremento de carga en el área 1 (ΔP_{l1}), se debe cumplir para esta área que:

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{l1} = D_1 \Delta\omega \quad (3.23)$$

Y para el área 2:

$$\Delta P_{m2} + \Delta P_{12} = D_2 \Delta\omega \quad (3.24)$$

Adicionalmente, el cambio en la potencia mecánica depende de la regulación primaria, por lo que:

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta\omega}{R_1} \quad (3.25)$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta\omega}{R_2} \quad (3.26)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.25 y 3.26 en las ecuaciones 3.23 y 3.24 respectivamente se obtiene:

$$\Delta\omega \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) = -\Delta P_{12} - \Delta P_{l1} \quad (3.27)$$

$$\Delta\omega \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = \Delta P_{12} \quad (3.28)$$

Despejando ΔP_{12} en ambas ecuaciones e igualando se llega a:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{l1}}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (3.29)$$

$$\Delta P_{12} = \frac{-\Delta P_{l1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + D_1 + \frac{1}{R_2} + D_2} = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} \quad (3.30)$$

De estas ecuaciones se puede deducir que: una vez haya terminado la actuación de la regulación primaria, una variación en la carga del área 1 provocará una variación en la frecuencia del sistema (ecuación 3.29), y una variación en el intercambio de potencia entre las dos áreas (ecuación 3.30).

De acuerdo con esto, si el incremento de carga ΔP_{l1} es positivo entonces la frecuencia del sistema sufrirá una reducción y el intercambio o flujo de potencia tendrá un incremento en sentido desde el área 2 hacia el área 1, el cual corresponde al aporte del área 2 en el control primario de frecuencia.

Ahora, para eliminar las diferencias ocurridas en la frecuencia y en el intercambio de potencia entre áreas, es estrictamente necesario agregar un lazo de control adicional al esquema

presentado en la Figura 3.22. Justamente lo que hace el Control Secundario de Frecuencia es agregar una acción de control de tipo integrador sobre una combinación de los errores de la frecuencia y del intercambio mediante una constante B .

La entrada a los integradores es conocida como Error de Control de Área (*Area Control Error* - *ACE*) y corresponden a las siguientes expresiones:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + B_1 \Delta \omega \quad (3.31)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + B_2 \Delta \omega \quad (3.32)$$

Este ACE corresponde al cambio requerido en la generación de cada área para corregir tanto la frecuencia como el intercambio. Normalmente se expresa en unidades de $[MW]$ aunque no tiene ningún significado físico. Su valor numérico depende directamente del valor seleccionado para la constante B el cual es sumamente relevante para la evolución dinámica del sistema, aunque cualquier valor positivo de la constante B conlleve a la eliminación del error en régimen permanente.

Para los casos prácticos reales, el valor de esta constante B se aproxima al valor del BIAS del sistema o constante β también conocida como Constante de Regulación Combinada del Sistema, de la cual ya se había hablado anteriormente.

De acuerdo con lo anterior se puede decir:

$$B_1 = \frac{1}{R_1} + D_1 = \beta_1 \quad (3.33)$$

$$B_2 = \frac{1}{R_2} + D_2 = \beta_2 \quad (3.34)$$

Considerando estos valores y partiendo de las ecuaciones 3.29 y 3.30 que definen $\Delta \omega$ y ΔP_{12} respectivamente y reemplazándolas en las ecuaciones 3.31 y 3.32, se puede deducir que un incremento en la carga en el área 1 ΔP_{l1} conlleva a los siguientes errores de control de área de cada área:

$$ACE_1 = \Delta P_{12} + \beta_1 \Delta \omega = \frac{-\Delta P_{l1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{l1}}{\beta_1 + \beta_2} \beta_1 = -\Delta P_{l1} \quad (3.35)$$

$$ACE_2 = \Delta P_{21} + \beta_2 \Delta \omega = -\frac{-\Delta P_{11} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2} + \frac{-\Delta P_{11}}{\beta_1 + \beta_2} \beta_2 = 0 \quad (3.36)$$

Los resultados obtenidos demuestran la coordinación que debe existir entre sistemas vecinos, ya que por acuerdo operativo se establecen ciertas responsabilidades para cada área de control dentro de las cuales está hacerse cargo de sus propias variaciones de carga y atender sus propias perturbaciones sin que ello perjudique la operación del sistema vecino. Si la variación de carga ocurre en el área 1, el valor del ACE_1 le indica al sistema de control que es en esta área donde se deben realizar los ajustes en la generación para compensar el error, y el valor nulo del ACE_2 le indica al control del área 2 que no debe tomar ninguna acción.

Es de aclarar que si se toman valores para la constante B diferentes al valor de β , se llegará a valores diferentes para el ACE, lo cual no es muy conveniente para la coordinación efectiva de los controles de cada sistema, ya que el BIAS indica justamente cuanta potencia es requerida para mover en una unidad la frecuencia del sistema.

Adicionalmente, cabe señalar que el valor del BIAS no es un valor constante en el tiempo dado que este depende principalmente del estatismo R de las unidades que se encuentren en línea y de la constante de amortiguamiento D que a su vez depende de la naturaleza de la carga, por lo cual β varía durante todas las horas del día puesto que la demanda cambia constantemente y las unidades de generación están entrando y saliendo de acuerdo con el programa dado por el despacho de unidades.

3.1.3.3 *Modelo General del Control Secundario de Frecuencia*

A partir de la deducción de estas ecuaciones y las consideraciones presentadas anteriormente, se obtiene el diagrama de bloques completo con cada uno de los componentes que conforman el control secundario de frecuencia.

Este esquema de control considera tanto las unidades que atienden el control primario de frecuencia como las unidades programadas para AGC que controlan las variaciones de la frecuencia el intercambio con áreas vecinas.

La manera como realiza su función este sistema de control en la mayoría de los sistemas eléctricos se hace a partir de un programa de *software* comúnmente conocido como Control Carga – Frecuencia (*Load Frequency Control - LFC*) el cual está integrado al Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos del sistema de potencia *SCADA*.

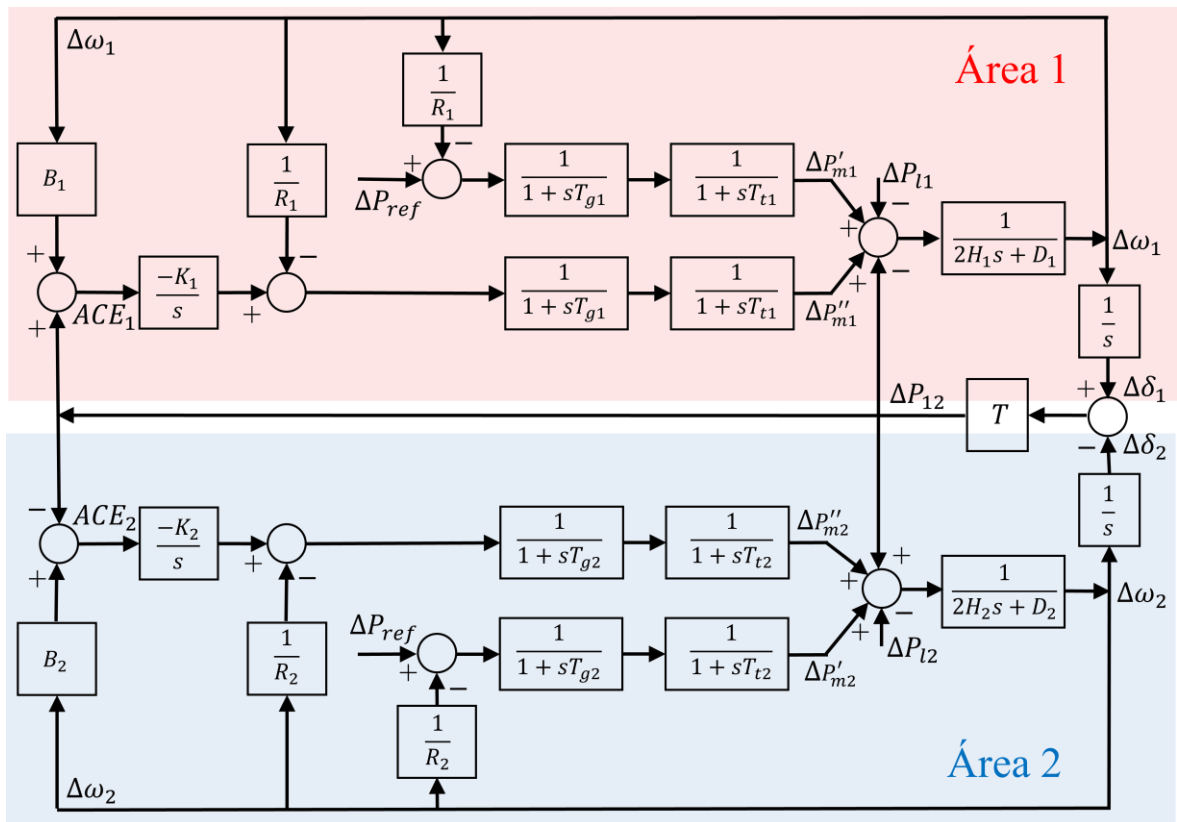


Figura 3.23. Diagrama de Bloques completo del Control Secundario de Frecuencia.

De acuerdo con lo mostrado en este esquema de control, constantemente se está midiendo la desviación de la frecuencia y del intercambio respecto a la frecuencia objetivo del sistema y el valor del intercambio programado. A partir de estos valores se calcula el Error de Control de Área y se toman las acciones de control.

A partir del valor de ACE obtenido y la función de control mostrada, el sistema SCADA a través de su LFC calcula cada 2 a 4 segundos el total de la potencia requerida para corregir la desviación tanto de la frecuencia como del intercambio.

Dependiendo de la cantidad de potencia requerida y de acuerdo con los factores de participación de las unidades en AGC, se determina cuánta es la corrección en potencia que le corresponde a cada unidad para así enviarle a cada una la modificación a la consigna de potencia mediante pulsos o *setpoints* buscando aumentar o disminuir la potencia entregada al sistema según el caso.

De manera general, este mismo esquema de control aplicado a un sistema de dos áreas puede ser extendido a sistemas con múltiples interconexiones con otras áreas. Para este caso, el

cálculo de Error de Control de Área para cada una de las áreas será obtenido de la siguiente forma:

$$ACE_n = \Delta P_{n,export} + \beta_n \Delta \omega \quad (3.37)$$

Donde $\Delta P_{n,export}$ es el valor neto de la exportación de potencia activa del área n , es decir, la suma total de todos los flujos de potencia salientes y entrantes por cada una de las interconexiones con las áreas vecinas.

Para efectos prácticos y con el fin de facilitar la comprensión del esquema de control, el diagrama de bloques de la Figura 3.23 puede ser reducido tal como se muestra en la Figura 3.24.

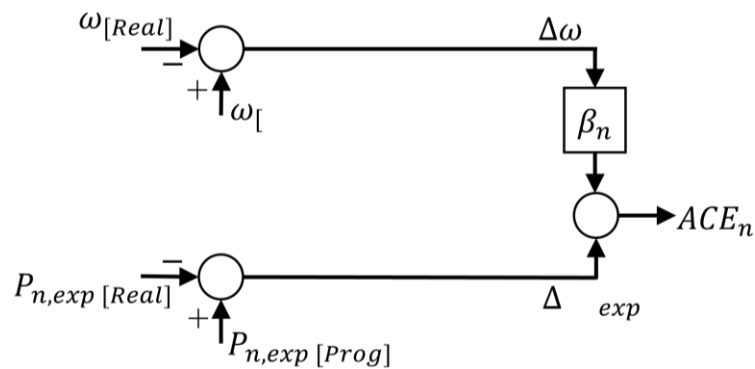


Figura 3.24. Esquema Reducido del Control Secundario de Frecuencia.

Este esquema aplica para cada área en particular, ya que como se había mencionado anteriormente, cada área de control tiene sus propias responsabilidades y debe hacerse cargo de sus propias desviaciones de carga y mantener el balance Generación – Demanda sin afectar a los sistemas vecinos.

3.1.3.4 Parámetros de Ajuste para el Control Secundario de Frecuencia

El continuo crecimiento de los sistemas de potencia y los continuos avances tecnológicos hacen que las características dinámicas del sistema cambien continuamente, haciendo que las necesidades del Control Secundario de Frecuencia deban ajustarse permanentemente para garantizar un adecuado desempeño tanto de la frecuencia como de los intercambios de energía con sistemas vecinos.

El ajuste de los parámetros requeridos para el control secundario de frecuencia se fundamenta principalmente en criterios de confiabilidad y seguridad del sistema, en análisis de eventos de frecuencia, en la información y experiencia operativa de los centros de control y en estándares internacionales. Estos parámetros de ajuste son:

- *Constante de Regulación Combinada del Sistema:* También conocido como BIAS (β) es un parámetro que relaciona la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia e indica la cantidad de *MW* necesarios para mover 1 *Hz* la frecuencia. El valor de este parámetro es está dado en [*MW/Hz*] y depende del número de generadores en línea, del período de demanda del día, de las dinámicas de los reguladores de velocidad de los generadores en línea y en general de las características del sistema de potencia en cada instante. Este valor se puede calcular mediante un análisis estadístico de eventos de pérdida de generación a partir de los valores de la pendiente df/dt que relaciona la cantidad de *MW* que se pierden en cada evento y la cantidad de *Hz* que se mueve la frecuencia ante dicho evento.
- *Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia:* Es el tiempo que tarda el sistema de control secundario en llevar la frecuencia a su valor nominal. Estos tiempos incluyen los rangos necesarios para que la señal llegue al regulador del generador y sea procesada, así como los tiempos de actuación del regulador de velocidad en la regulación primaria, además del tiempo que requiere el sistema de control para la ejecución de sus comandos. Sus valores son calculados a partir de análisis estadísticos y estándares internacionales y establecen tiempos típicos de entre 5, 7 y 10 minutos para recuperar la frecuencia desde valores aproximados de 0.9916 *p.u.*
- *Velocidad de Cambio de Carga del Sistema:* Es la variación de la demanda, medida en [*MW/min*], que registra el sistema durante el día. Su valor también se define a partir de un análisis estadístico donde se toman muestras de las variaciones presentadas para cada periodo y así establecer la máxima velocidad de variación de demanda. El ajuste de este parámetro debe ser tal que compense los valores de velocidad total del sistema sin deteriorar la calidad de frecuencia, es decir que la velocidad de toma de carga del sistema debe ser como mínimo igual a la máxima velocidad de variación de la demanda.
- *Velocidad de Cambio de Carga Requerido por Unidad:* Es la tasa de variación mínima requerida en [*MW/min*] para cada unidad del sistema que esté programada en AGC, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema. El ajuste de este parámetro depende de la máxima velocidad de variación de carga del sistema y el mínimo número de unidades programadas para AGC. Así la velocidad requerida por unidad no es más que la relación entre estos.
- *Número Mínimo y Máximo de Unidades en Regulación Secundaria de Frecuencia:* Es el número de unidades necesarias programadas en AGC para garantizar la confiabilidad del control secundario de frecuencia. Para establecer este parámetro se debe considerar que

por confiabilidad nunca se debe programar solo una unidad en AGC, y se debe verificar que ante la pérdida de una de las unidades en AGC las otras unidades cumplan con una toma de carga mayor o igual a la máxima velocidad de variación de demanda del sistema. Para el número máximo de unidades no se prevén mayores inconvenientes.

- *Reserva para Regulación de Frecuencia:* Es la reserva de potencia destinada al servicio del control secundario de frecuencia la cual es entregada por las unidades programadas en AGC ante las desviaciones de la frecuencia o el intercambio. También es conocida como Reserva de AGC u Holgura para AGC o margen de regulación. Es común encontrar a nivel internacional que el ajuste de este parámetro se calcule a partir de un porcentaje de la demanda o la pérdida de la unidad más grande del sistema. También se pueden realizar estudios estadísticos del uso de la holgura para optimizar su ajuste y asignación.
- *Participación Mínima de Regulación Secundaria por Unidad y por Planta:* Corresponde a la holgura mínima asignada por unidad y por planta para el AGC. El ajuste de este parámetro para cada unidad está relacionado con la restricción técnica que impone la función LFC del sistema SCADA. Para el ajuste de este parámetro por planta no se contempla ninguna restricción técnica.
- *Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades:* Es el máximo tiempo en segundos desde el momento en que se envía el comando de regulación desde el centro de control hasta que el sistema SCADA registre que la unidad responde efectivamente. Este tiempo corresponde a la suma de los retardos del canal de comunicación en el envío y en el recibo, retardo de la Unidad Terminal Remota (*Remote Terminal Unit – RTU*), actuación del sistema de control de la unidad y la respuesta del generador. El ajuste de este parámetro es basado en las experiencias de operación y las recomendaciones de ISO's internacionales.

Aparte de estos parámetros de ajuste existen otros aspectos importantes para el control secundario de frecuencia y particularmente para el control del AGC.

- *Frecuencia de Ejecución del Control:* La acción de control del AGC no se realiza de forma continua, sino entre cada 2 a 4 segundos aproximadamente, es decir que el AGC envía la nueva consigna de potencia a los generadores cada 2 a 4 segundos.
- *Banda Muerta de Regulación:* El control de frecuencia opera inevitablemente con una cierta banda muerta de regulación, lo que implica que siempre exista una pequeña desviación de frecuencia respecto a la de referencia.
- *Filtro del Error de Control de Área:* El ACE puede variar rápidamente debido a variaciones típicas de la demanda. Las unidades en AGC no deben responder a dichas variaciones, por lo que se aplica habitualmente un filtro al ACE con el fin de suavizar las variaciones de la señal.

- *Operación en Estados de Emergencia:* Para ciertas condiciones de emergencia en las que un evento ponga en riesgo la seguridad del sistema vecino, el AGC cuenta con modos de control en los que sólo se controla Frecuencia o sólo se controla Intercambio a fin de que el evento no trascienda al área vecina.

Para que el Control Secundario de Frecuencia sea eficiente, las unidades de generación asignadas al AGC deben disponer siempre de suficiente reserva o margen de regulación para poder compensar las variaciones de la demanda minuto a minuto, así como también cubrir las desviaciones respecto al pronóstico y lo más importante tener siempre la capacidad de potencia suficiente para afrontar un evento. Por esta razón se hace necesario un tercer mecanismo de control.

3.1.4 Control Terciario de Frecuencia

Este tercer mecanismo de control definido en los códigos de redes internacionales como “*Proceso de Reemplazo de Reserva*” (*Reserve Replacement Process - RRP*) tiene como objetivo el ***restablecimiento*** del margen de regulación del AGC mediante la asignación de nuevos programas de generación tanto para plantas que estén en servicio como para plantas que estén fuera de servicio. Esta asignación dependerá del esquema de mercado particular de cada sistema.

Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía

Por la dinámica de la demanda, la reserva de AGC se va agotando conforme pasa el tiempo, también como resultado de un evento de pérdida de generación o de demanda esta holgura puede ser usada en gran proporción. Para mitigar esto son necesarios mecanismos en la operación que permitan recuperar el margen de las reservas usadas, para preparar al sistema para afrontar las diferencias entre la demanda real y el pronóstico, para los cambios de periodo del programa de despacho y con mayor relevancia en caso de que se presente una nueva perturbación tener la capacidad de potencia suficiente para llevar la frecuencia y el intercambio a los valores deseados.

Para dar mayor entendimiento a lo que se refiere el margen u holgura o reserva de AGC se muestra la gráfica de la Demanda Real, Pronóstico de Demanda y Margen de AGC en la Figura 3.25.

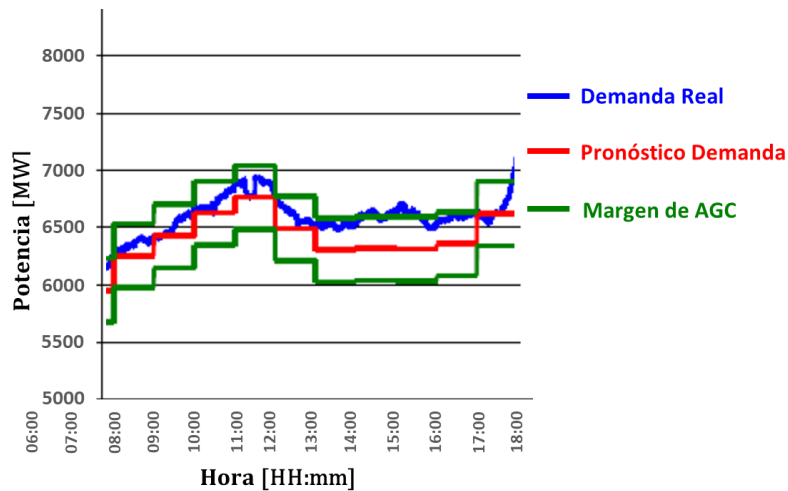


Figura 3.25. Margen de AGC.

De acuerdo con la gráfica, el Margen de AGC no es más que la banda de potencia en [MW] que se programa alrededor del pronóstico de demanda para cubrir tanto las desviaciones de demanda como para cubrir un evento de desbalance Carga – Generación.

Como se puede ver, hay periodos del día donde la demanda real no solo se desvía del pronóstico, sino que también se sale del margen programado. Para estos casos la actuación del control terciario de frecuencia cobra relevancia.

A nivel mundial existen típicamente dos maneras de realizar este ajuste en el margen del AGC: de manera manual o de manera automática. El primero y no por ello el más simple se realiza mediante instrucciones de cambio en la consigna de generación ya sea para unidades que se encuentren en línea como para unidades que su tiempo de arranque sea reducido. Dichas instrucciones son impartidas por el operador del sistema indicando al recurso asignado cuanta potencia debe subir o bajar para recuperar el margen. Esta asignación se hace buscando siempre cumplir ciertos requerimientos tanto de seguridad y confiabilidad como de mercado, es decir que se debe cumplir el orden de mérito dado por el despacho y las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

La otra manera de ajustar o restablecer el margen de AGC se realiza a través de un programa el cual tiene en consideración las restricciones planteadas anteriormente, pero las resuelve a través de un modelo de optimización. Este método presenta muchas ventajas respecto al anterior ya que elimina la dependencia de la intervención humana del operador en la toma de decisiones dado de que resuelve el problema en conjunto entregando la solución óptima.

Una de las principales dificultades que se presentan en la asignación de esta holgura es al momento de tener que dar arranque a nuevas unidades que inicialmente por programa de despacho venían fuera de línea, pues no se cuenta con suficiente información a futuro para prever si dicha unidad se necesitará o no más adelante. Para aminorar este inconveniente se emplea una metodología de programación de recursos de generación que van desde el día anterior, pasando por varios periodos del día de operación y se van acercando al tiempo real.

Esta forma de afrontar el problema lo que se busca es disminuir la incertidumbre existente en el comportamiento de la demanda a través de unos anillos de seguridad que lo que hacen es acercar el programa de generación a los valores reales de demanda en tiempo real.

Para ilustrar este concepto se muestra la Figura 3.26.

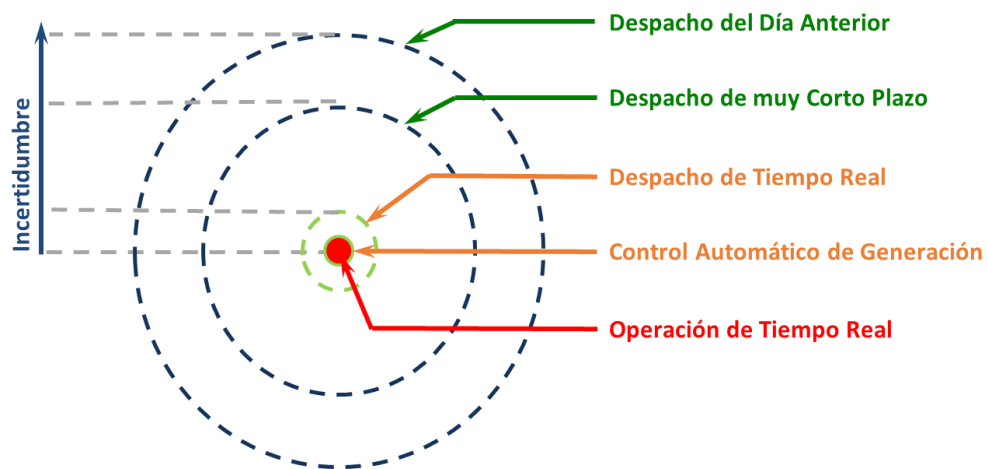


Figura 3.26. Reducción de Incertidumbre en la Asignación de Reserva.

De la gráfica se puede ver que a medida que se va reduciendo el tiempo en las instancias de programación de las unidades o despacho, la incertidumbre también va disminuyendo.

- *Despacho del Día Anterior:* Se programa desde el día anterior al día de operación teniendo en cuenta las ofertas de precio y disponibilidad de los recursos de generación y la mejor información disponible respecto al pronóstico de demanda e indisponibilidades en la red. Se tienen en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema.
- *Despacho de muy Corto Plazo:* Se programa durante el día de operación partiendo de la programación obtenida del Despacho del Día Anterior. La información respecto a las indisponibilidades de la red y el pronóstico de demanda es menos incierta. Se cuenta con mayor flexibilidad para programar reservas adicionales. En algunos países dependiendo

del mercado se pueden recibir nuevas ofertas de precios. También se tienen en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

- *Despacho de Tiempo Real*: Parte de la programación obtenida del Despacho de muy Corto Plazo. Funciona como un despacho por orden de mérito donde se asigna la reserva de manera inmediata. Se programa para un horizonte de tiempo de 1 hora en donde la incertidumbre en la demanda y en las indisponibilidades de la red son mínimas. También se tienen en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

Dependiendo de si las unidades a las que se les asigna la reserva se encuentran en línea o no se puede clasificar dicha reserva en:

- *Reserva Rodante*: Reserva de potencia para el AGC que se encuentra repartido en las unidades sincronizadas a la red.
- *Reserva No Rodante o Fuera de Línea*: Reserva de potencia para el control de frecuencia que se tiene en unidades no sincronizadas a la red, pero que están listas para sincronizar y entregar la potencia requerida.

3.1.5 Otros Mecanismos de Control de Frecuencia

Para ciertos eventos de gran magnitud donde el desbalance entre la generación y la demanda es muy significativo y la actuación de las instancias de control de frecuencia (Control Primario y Control Secundario) no son suficientes para restablecer la frecuencia a su valor nominal, existe un mecanismo de control adicional que ayuda en la recuperación de la frecuencia. Este mecanismo es denominado Esquema de Deslastre Automático de Carga por baja Frecuencia EDAC.

Este esquema se programa para que ante eventos de pérdida de generación de gran escala o por fraccionamiento de la red que implique una incursión de la frecuencia por debajo de ciertos niveles, se desconecte de manera automática cierta cantidad de la demanda del sistema para ayudar a restablecer el balance Generación y Demanda nuevamente y así llevar la frecuencia a su valor nominal.

Usualmente este esquema es dividido en varias etapas de actuación dependiendo del valor alcanzado por la frecuencia, donde cada etapa corresponde a una fracción del 5% de la demanda total del sistema. Cada vez que la frecuencia del sistema alcance cierto valor, una etapa del esquema se activa desconectando automáticamente el porcentaje mencionado de carga ayudando a frenar la incursión de la frecuencia. Si la frecuencia continúa bajando se

activará otra etapa adicional de la misma proporción hasta alcanzar un máximo del 40% de la demanda total del sistema.

Las especificaciones particulares de cantidad de carga y tiempos de actuación dependen de cada sistema, sin embargo, existen ciertos criterios para su diseño e implementación:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no deberá activar la primera etapa del esquema.
- En ningún momento la frecuencia podrá ser inferior a cierto valor dado por los fabricantes de plantas térmicas. Estas no podrán operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- Se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de otro valor establecido también por los fabricantes, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Estas plantas sólo pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema.
- Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo que la frecuencia regrese a un valor por encima de su valor nominal.

3.2 Control de Tensión

La tensión eléctrica o diferencia de potencial es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. También se puede definir como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula cargada para moverla entre dos posiciones determinadas. En un sistema eléctrico de potencia, voltaje corresponde a la fuerza requerida para impulsar a los electrones a través de las líneas de transmisión. Cuando se habla de tensión se hace referencia a la representación fasorial expresada en magnitud y ángulo.

En la Figura 3.27 se ilustra como una función sinusoidal es representada a través de un fasor.

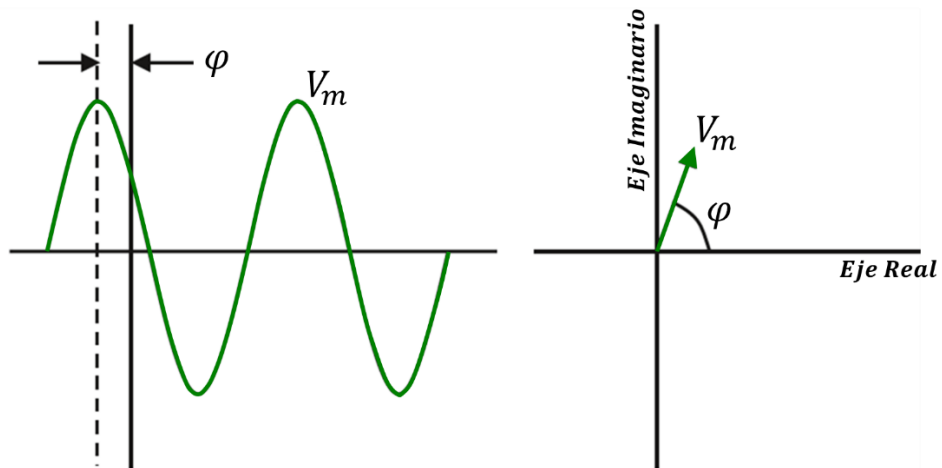


Figura 3.27. Representación Fasorial de una onda sinusoidal.

El valor de la tensión nominal viene especificado desde la planeación del sistema de potencia, y está relacionado con la longitud que tienen los circuitos que componen la conexión entre los nodos de generación y demanda. Dado que usualmente la energía eléctrica es transportada a través de grandes distancias, es necesario emplear niveles de tensión altos con el fin de mantener condiciones de regulación de tensión propicias para garantizar una atención adecuada de la demanda y minimizar las pérdidas. Sin embargo, este valor de tensión tampoco puede ser mayor que el nivel de aislamiento con el cual están diseñadas las instalaciones de la red eléctrica, evitando que se presenten flameos o arcos eléctricos en los equipos.

El efecto de tener tensiones altas proporciona buena capacidad de transferencia de potencia, ideal para la transmisión a largas distancias. Por otro lado, el efecto de tener bajas tensiones afecta la estabilidad de tensión incrementando el riesgo de colapsos por baja tensión, e incrementa la magnitud de las pérdidas al requerirse mayores corrientes, lo que a su vez reduce la vida útil de los equipos.

Adicionalmente, y respecto a lo anterior es necesario emplear diversos niveles de tensión en el sistema con el objetivo de tener valores manejables de acuerdo con el uso que se esté dando, es decir niveles altos para la transmisión y a medida que se vaya acercando a los centros carga se van bajando a niveles adecuados para el consumo.

Mundialmente existen algunos estándares o normas que determinan los valores máximos y mínimos de tensión en sistemas de potencia adecuados para garantizar la seguridad y operación de equipos, instalaciones y cargas. El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (*American National Standards Institute - ANSI*) encargado de supervisar el

desarrollo de normas para los servicios, productos, procesos y sistemas en los Estados Unidos define las normas de fabricación de productos, de forma tal que estos puedan usarse en todo el mundo. El ANSI forma parte de la Organización Internacional para la Estandarización (*International Organization for Standardization, ISO*) y de la Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission, IEC*). Por ejemplo, la norma ANSI 59 define dos etapas para la protección por sobretensión, la primera entre el 110% y 115% de la tensión nominal con un retardo entre 1 a 3 segundos y la etapa rápida se ajusta entre el 130% y el 150% con un retardo entre 100 ms a 300 ms. Para la protección por baja-tensión, la norma ANSI 27 típicamente se ajusta al 60% de la tensión nominal, con retardos de tiempo que oscilan entre 200 ms y 600 ms teniendo en cuenta la temporización de la zona 2 de los relés distancia de las líneas adyacentes.

Por otro lado, los códigos de red definidos en la gran mayoría de sistemas a nivel mundial establecen ciertos límites operativos para garantizar la operación segura y confiable del sistema. Estos límites comúnmente se ajustan para condiciones de estado estable en $0.9 p.u$ para tensiones mínimas y $1.1 p.u$ para tensiones máximas.

En términos generales se puede afirmar que el flujo de potencia reactiva en un sistema eléctrico se da desde los nodos de mayor tensión hacia los nodos con menor tensión. Adicionalmente, se puede decir también que para aumentar la tensión en un nodo es necesario inyectar potencia reactiva y para bajar la tensión es necesario absorber potencia reactiva. Debido a lo anterior muchas veces suele referirse al control de tensión como control de potencia reactiva.

El Control de Tensión está directamente relacionado con el control del flujo de Potencia Reactiva en el Sistema. Los requerimientos de tensión o de potencia reactiva se dan principalmente en la carga, la cual está variando constantemente y con ella la demanda de reactivos, por lo que es necesario suplir dicho requerimiento ya sea de manera remota mediante la tensión de excitación de la máquina síncrona haciendo que genere o absorba potencia reactiva, realizando movimiento en los cambiadores de tomas o TAP's de los transformadores, o de manera local mediante la operación sobre compensadores estáticos como bancos de condensadores y reactores o mediante el uso de sistemas dinámicos como Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (*Static VAR Compensator - SVC*) o Compensadores Estáticos Síncronos (*Static Synchronous Compensator - STATCOM*).

De acuerdo con lo anterior, el control de tensión está fuertemente influenciado por las siguientes situaciones y debido a ellas se deben tomar acciones de control:

- Cuando existan novedades en los equipos de control automático de tensión.
- Cuando existan modificaciones en el intercambio con otros países.

- Cuando exista salida o entrada de generación programada.
- Cuando existan eventos de generación o carga.
- Cuando exista aislamiento de algún área eléctrica.
- Cuando exista cambios en la topología o en la compensación por falla u operación.
- Cuando Exista alta o baja demanda en el sistema.

3.2.1 Elementos para el Control de Tensión

Existen diversos elementos o equipos eléctricos que son empleados para realizar el control de tensión, algunos estáticos y otros dinámicos respecto a su comportamiento en el tiempo y su capacidad de controlar automáticamente el voltaje en barra o la inyección de potencia reactiva.

Como se mencionó anteriormente, los Condensadores, Reactores, y Transformadores con Cambiadores de Taps, son considerados elementos estáticos y son los principales equipos para realizar el control de tensión. Sin embargo, existen otros elementos que, aunque no fueron diseñados para el control de tensión, su propia naturaleza provoca fenómenos que afectan el voltaje, estos son los circuitos de transmisión.

Para entender cómo se realiza este control, se describirán cada uno de los elementos que intervienen en esta acción y los fenómenos que afectan la calidad del voltaje.

3.2.1.1 Modelamiento de los Elementos del Control de Tensión

Para realizar la descripción de cada uno de estos elementos es necesario partir de ciertos conceptos básicos, los cuales son obtenidos a partir de las ecuaciones de Potencia y sus relaciones con las leyes físicas que rigen los sistemas eléctricos.

Las deducciones que se mostrarán a continuación provienen de la definición y las ecuaciones de potencia y a partir de ella se podrá calcular la potencia reactiva para un condensador y para un reactor en régimen permanente sinusoidal. Se considerará que la fuente de tensión es sinusoidal con frecuencia angular ω conectada a la red, por lo cual se tendrá también una corriente de igual forma sinusoidal.

Partiendo de la ecuación de potencia instantánea mostrada en 3.38.

$$p(t) = v(t) i(t) = V_m \cos(\omega t + \phi_v) I_m \cos(\omega t + \phi_i) \quad (3.38)$$

Realizando las operaciones algebraicas correspondientes y aplicando algunas identidades trigonométricas se llega a la expresión:

$$p(t) = \frac{V_m I_m}{2} \cos \varphi + \frac{V_m I_m}{2} \cos(2\omega t + \varphi_v + \varphi_i) \quad (3.39)$$

De esta ecuación, el ángulo φ corresponde a la diferencia angular entre el voltaje y la corriente $\varphi = \varphi_v - \varphi_i$. El factor $\cos \varphi$ es denominado factor de potencia *f.p.* Si el ángulo φ es positivo, la corriente atrasa al voltaje por lo cual se habla de un circuito inductivo; si por el contrario el ángulo φ es negativo, la corriente adelanta al voltaje, entonces el circuito es capacitivo. Debido a que si solamente se considera el factor de potencia, no es posible determinar si la corriente atrasa o adelanta al voltaje, es necesario indicar si el factor de potencia es inductivo o capacitivo.

De la ecuación 3.39 se puede observar que la potencia es una función periódica de dos componentes en la cual la primera corresponde a un valor constante y la segunda a un valor fluctuante. De esto se concluye que la potencia no sólo va de la fuente a la red y se consume, sino que también hay una parte que va y retorna entre la fuente y la red.

Para el caso en el que la corriente y el voltaje se encuentran en fase (caso puramente resistivo) el valor promedio de la potencia instantánea para un periodo de tiempo de $2\pi/\omega$ está dado por:

$$P_{ave} = \frac{V_m I_m}{2} = V_{rms} I_{rms} \quad (3.40)$$

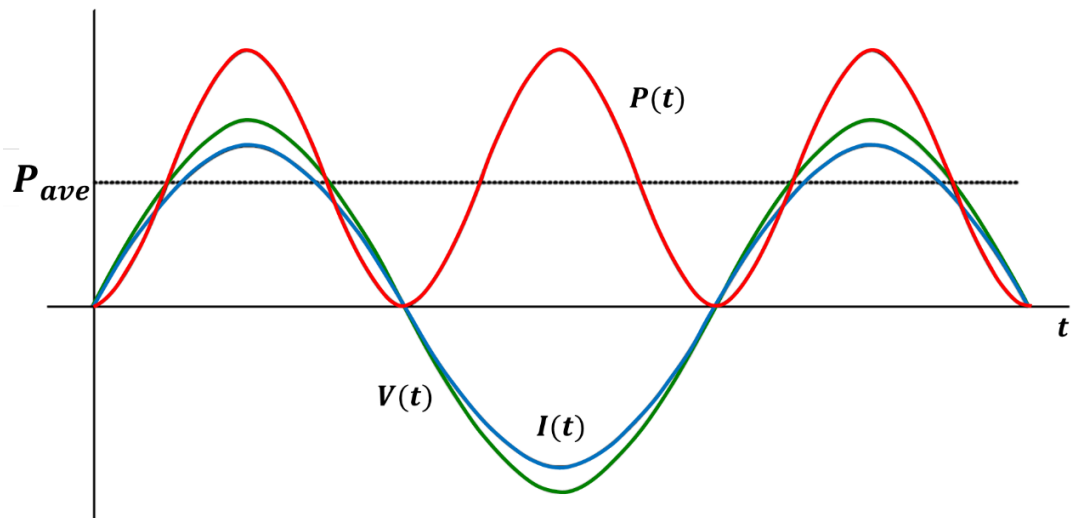


Figura 3.28. Potencia. Producto de Voltaje y Corriente en Fase.

Para el caso en el que existe un desfase entre el voltaje y la corriente se tiene:

$$P_{ave} = \frac{V_m I_m}{2} \cos \varphi = V_{rms} I_{rms} \cos \varphi \quad (3.41)$$

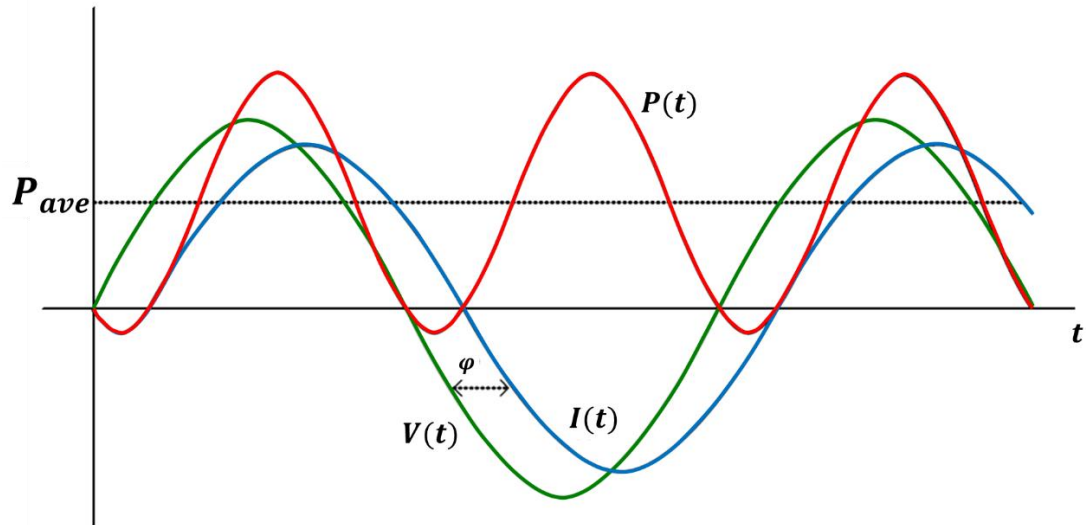


Figura 3.29. Potencia. Producto de Voltaje y Corriente con Desfase.

Este valor promedio de la potencia instantánea es conocido como Potencia Activa.

De las dos gráficas anteriores se puede notar que la potencia no solo depende de la magnitud del voltaje y la corriente sino también del desfase angular o factor de potencia. A medida que la diferencia angular va aumentando se presenta una nueva componente en la potencia, la cual es llamada Potencia Reactiva. Esta componente corresponde al valor de la potencia que va de la fuente a la red durante la mitad de un ciclo de la onda y se devuelve de la red a la fuente durante la otra mitad.

El producto de las magnitudes efectivas del voltaje y la corriente corresponde a la magnitud de la Potencia Aparente denotada como S . En términos prácticos, la potencia aparente es la potencia que realmente está fluyendo por un circuito ya que este tiene en cuenta tanto la magnitud del voltaje como el factor de potencia. En este sentido es más riguroso medir la cargabilidad de un equipo en términos de la potencia aparente que en términos de la corriente únicamente.

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (3.42)$$

De acuerdo con lo que se ha dicho, al descomponer esta magnitud en la potencia activa y la potencia reactiva, se tiene lo que comúnmente es conocido como Potencia Compleja:

$$S = V_{rms} I_{rms} \cos \varphi + V_{rms} I_{rms} \sin \varphi \quad (3.43)$$

De acuerdo con lo anterior esta expresión se puede representar mediante el equivalente fasorial.

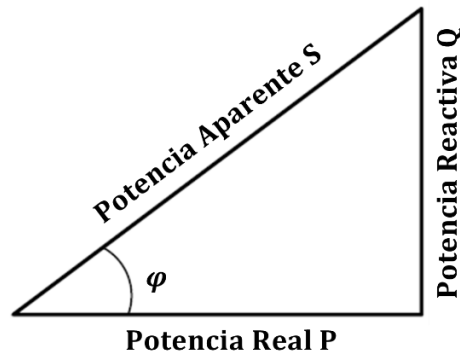


Figura 3.30. Representación Fasorial de la Potencia Compleja.

$$S = P + jQ \quad (3.44)$$

3.2.1.1.1 Condensadores

Condensador o también llamado Capacitor (por su nombre en inglés, *Capacitor*) es un elemento capaz de almacenar energía en el campo eléctrico a través de la acumulación de cargas eléctricas entre dos placas separadas por un dieléctrico. En los sistemas de potencia es común llamarlos bancos de condensadores, bancos de capacitores o bancos de compensación capacitiva.

La diferencia de potencial creada tiene una relación directa con la energía almacenada por la capacitancia. Experimentalmente se encontró que la corriente instantánea en el condensador es directamente proporcional a la variación del voltaje en el tiempo.

$$i_c(t) = C \frac{dv_c(t)}{dt} \quad (3.45)$$

La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como la Capacitancia C , y tiene unidades de Faradios F . De la teoría circuital se extrae que en estado estable dicha

capacitancia se comporta como un circuito abierto para una señal de Corriente Continua (*Direct Current - DC*), mientras que para una señal de Corriente Alterna (*Alternating Current - AC*) de muy alta frecuencia se comporta como un cortocircuito. Esto se debe a que para la señal continua una vez está cargada la capacitancia esta no permite más flujo de electrones, y para la señal sinusoidal, durante un semiciclo se está cargando en un sentido y durante el siguiente en el otro sentido por lo que para una señal de muy alta frecuencia nunca alcanza a cargarse de manera que no se genera una caída de voltaje en ella, lo que equivale a un cortocircuito.

Basado en lo anterior y considerando que la red opera bajo un sistema AC se puede expresar la capacitancia en términos de un elemento que determina la manera como esta afecta el flujo de corriente AC. Este elemento es la Reactancia Capacitiva X_C .

$$X_C = \frac{1}{\omega C} \quad (3.46)$$

De esta expresión se puede notar que la Reactancia Capacitiva varía inversamente con la frecuencia, conforme lo descrito anteriormente. Adicionalmente, cabe anotar que esta reactancia corresponde a un vector el cual, aunque no rota si tiene magnitud y ángulo. El ángulo de la Reactancia Capacitiva estará siempre a -90° ($-\pi/2$), por lo cual también suele expresarse como $X_C = 1/j\omega C$.

Partiendo de lo mostrado anteriormente y teniendo en cuenta las relaciones entre corriente y voltaje para elementos pasivos, se llegará a la expresión para la potencia que un capacitor entrega a la red.

La corriente en la reactancia capacitiva puede ser expresada como:

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}}{X_C} = \frac{\vec{V}}{\frac{1}{j\omega C}} = j\omega C \cdot \vec{V} \quad (3.47)$$

Sabiendo que el desfase en la reactancia capacitiva es $\varphi = -90^\circ$, la potencia reactiva será:

$$Q_C = VI \sin \varphi = -\omega CV^2 \quad (3.48)$$

Es de notar que la potencia reactiva en un Condensador es negativa, razón por la cual a estos se los denomina "generadores de potencia reactiva".

La expresión mostrada en la ecuación 3.48 tiene un significado muy importante para el control de tensión, ya que la potencia reactiva o la cantidad de MVar que el Condensador entrega a la red depende directamente de la magnitud del voltaje que se aplique en sus terminales. Para un caso práctico de un condensador de 25 MVar: si la tensión en el punto de conexión es $V = 1.0 p.u.$, entonces se inyectarán 25 MVar a la red; por otro lado, para el mismo condensador con una tensión $V = 0.95 p.u.$ la potencia inyectada a la red sería 22.5 MVar.

De aquí la importancia de conocer el punto de operación del sistema para proceder con la conexión de banco de capacitores con el fin a subir la tensión de la red. En este punto es necesario tener presente de hacia dónde va la demanda del sistema, si esta tiene tendencia a subir o a bajar, lo cual depende de la hora del día. Es importante adelantarse a la demanda, es decir, tomar acciones preventivas para el control de tensión, ir subiendo los perfiles de voltaje, pero sin llegar a excederse demasiado y ocasionar una sobretensión.

3.2.1.1.2 Reactores

Al igual que para el caso anterior una Inductancia también llamado Inductor (del inglés) es un elemento capaz de almacenar energía, pero en este caso en el campo magnético. En los sistemas de potencia es más común referirse a ellos como Reactores y de acuerdo con su uso se denominan Reactores de Barra o Reactores de Línea.

De acuerdo con la Ley de Lenz, la acción de un inductor es tal que se opone a cualquier cambio en la corriente. Experimentalmente se encontró que el voltaje instantáneo en la inductancia es directamente proporcional a la variación de la corriente en el tiempo.

$$v_l(t) = L \frac{di_l(t)}{dt} \quad (3.49)$$

La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como la inductancia L , y tiene unidades de Henrios H . Al igual que para el caso del condensador, se puede extraer de la teoría de circuitos como es el comportamiento de un inductor. Para una señal DC en estado estable la inductancia se comporta como un cortocircuito, y para una señal AC con muy alta frecuencia se comporta como un circuito abierto. Es de notar que es el caso completamente contrario al de la capacitancia. Lo anterior se debe a que para el caso DC al no existir variaciones en la corriente, no habrá un voltaje inducido, por lo que se comporta como un cortocircuito; por otro lado, para el caso AC con una frecuencia tendiente a infinito, la variación de la frecuencia es tan alta que la corriente no alcanza a cruzar la inductancia, por lo que pareciera ser un circuito abierto.

Al igual que para el caso del condensador, se considera que la red opera bajo un sistema AC por lo que la inductancia se puede expresar en términos de un elemento que determina la manera como esta afecta el flujo de corriente AC. Este elemento se denomina Reactancia Inductiva X_L .

$$X_L = \omega L \quad (3.50)$$

De esta expresión se puede notar que la Reactancia Inductiva varía directamente con la frecuencia, conforme lo descrito anteriormente. Adicionalmente, se resalta que esta reactancia corresponde a un vector (no un fasor) el cual tiene magnitud y ángulo. El ángulo de la Reactancia Inductiva estará siempre a 90° ($\pi/2$), por lo cual también suele expresarse como $X_C = j\omega L$.

La corriente en la reactancia inductiva puede ser expresada como:

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}}{X_c} = \frac{\vec{V}}{j\omega L} = -\frac{j\vec{V}}{\omega L} \quad (3.51)$$

Sabiendo que el desfase en la reactancia inductiva es $\varphi = 90^\circ$, la potencia reactiva será:

$$Q_L = VI \sin \varphi = \frac{V^2}{\omega L} \quad (3.52)$$

Para este caso también se puede notar que la potencia reactiva en una Inductancia es positiva, por la cual se dice que los Reactores "absorben potencia reactiva".

La ecuación 3.52 muestra un importante significado para el control de tensión, ya que la potencia reactiva o la cantidad de MVar que el Rector absorbe de la red depende directamente de la magnitud del voltaje que se aplique en sus terminales. Para un caso práctico de un reactor de 25 MVar: si la tensión aplicada es $V = 1.0 p.u$, entonces se absorberá 25 MVar de la red; por otro lado, para el mismo reactor con una tensión $V = 0.95 p.u$, la potencia absorbida de la red sería 22.5 MVar.

Por esta razón es importante conocer el punto de operación del sistema para proceder con la conexión de reactores con el fin a bajar la tensión de la red. En este punto es necesario tener presente hacia dónde va la demanda del sistema, si esta tiene tendencia a subir o a bajar. Es

importante adelantarse a la demanda, es decir, tomar acciones preventivas para el control de tensión, pero sin llegar a excederse y baja demasiado los perfiles de voltaje.

3.2.1.1.3 Líneas de Transmisión

Las líneas de transmisión son los equipos del Sistema Eléctrico de Potencia encargados de transportar la energía eléctrica a través de grandes distancias para interconectar los centros de generación con todos los demás centros de consumo. Están constituidos principalmente por conductores o cables montados sobre estructuras metálicas las cuales los aíslan convenientemente y los mantienen a una distancia adecuada del suelo. A este enmallamiento de circuitos se le denomina Sistema de Transmisión de Energía.

Bajo condiciones normales de operación, estas líneas de transmisión y particularmente sus conductores están sometidos a altas tensiones y corrientes las cuales inducen campos eléctricos y magnéticos respectivamente. De las leyes físicas que rigen el electromagnetismo y los fenómenos eléctricos que afectan los circuitos se puede deducir que dichas líneas de transmisión están constituidas principalmente por cuatro parámetros: Resistencia, Inductancia, Capacitancia y Conductancia, los cuales afectan su capacidad para cumplir su función. Los dos primeros parámetros (Resistencia e Inductancia) que están uniformemente distribuidos a lo largo de la línea, corresponden a la impedancia serie; los dos siguientes (Capacitancia y Conductancia) corresponden a la admitancia paralela o de dispersión.

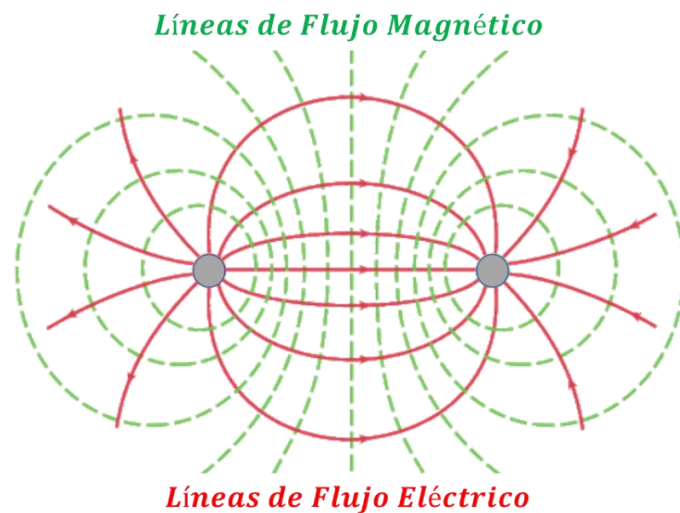


Figura 3.31. Campo Eléctrico y Magnético Asociados a una Línea de Dos Conductores.

En la Figura 3.31. basada en los apuntes de [4], se muestra una línea monofásica y sus campos eléctrico y magnético que acompañan su flujo de corriente. Tal como se muestra, las líneas

de flujo magnético forman lazos cerrados que enlazan cada conductor (líneas en verde), mientras que las líneas de flujo eléctrico tienen su origen en las cargas positivas de un conductor y terminan en las cargas negativas del otro (líneas en rojo).

Es importante hacer la aclaración de que las líneas de transmisión de un Sistema Eléctrico de Potencia son en general trifásicas y en condiciones normales, operan en régimen balanceado. En este caso se calculan los parámetros por fase que permiten reemplazar el circuito trifásico original, por un equivalente monofásico. En caso de operación en régimen desequilibrado, el problema se debe resolver directamente en cantidades de fase o bien en cantidades de secuencia.

Resistencia de la Línea de Transmisión

Dado que la línea de transmisión está formada por conductores físicos, esta posee una resistencia eléctrica que se opone al flujo de electrones. Esta oposición es la principal causante de las pérdidas de energía en sistema de potencia, la cual se manifiesta en forma de disipación de calor. Este parámetro es de gran importancia en los estudios económicos de los sistemas de transmisión de energía. Su unidad se expresa en ohmios por kilómetro [Ω/km].

Este parámetro resistencia hace referencia a la resistencia efectiva que es igual a la resistencia de *DC* en Ω , la cual depende de la resistividad del material ρ , la longitud l y el área de la sección transversal del conductor, tal como se muestra en la ecuación 3.53.

$$R_0 = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (3.53)$$

Esta relación solo es cierta si existe una distribución uniforme de la corriente a través del conductor. Lo anterior significa que a medida que aumenta la frecuencia de AC del sistema, la disparidad o no uniformidad de la distribución de la corriente se va haciendo más elevada. Esto se debe a las líneas de flujo magnético al interior del conductor, las cuales inducen voltajes más altos en la sección más interna del conductor que en la superficie. De la Figura 3.31. se puede notar que las líneas de flujo magnético que enlaza al conductor son mayores en el centro del conductor y disminuyen a medida que nos alejamos, por lo que las tensiones inducidas son más altas en el interior del conductor que en la superficie. La ley de Lenz indica que el voltaje inducido se opone a los cambios de la corriente que lo producen, ocasionando que la densidad de corriente sea menor en el interior y mayor en la superficie del conductor. A este fenómeno se le conoce como *Efecto Piel* y es la principal causa de que no se aproveche al máximo la sección transversal del conductor, incrementando con ello la resistencia.

Debido a las necesidades mecánicas de las líneas de transmisión, es necesario emplear diversos materiales con valores de conductividad diferentes, haciendo que la resistencia cambie. Adicionalmente se requiere que el conductor tenga alta capacidad de tracción para soportar su propio peso en la extensión de cada vano, por lo que típicamente se emplean conductores de aluminio trenzados con alma de acero (*Aluminum Conductor Steel-Reinforced – ACSR*). Estos conductores tienen una resistencia mayor que la calculada con la expresión 3.52. debido a la colocación en espiral de los hilos que los hacen más largos que el conductor mismo.

Otro factor que afecta el comportamiento de la resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la temperatura. Esta variación de resistencia puede ser considerada lineal dentro de un rango normal de operación, la cual está fuertemente influenciada tanto por la temperatura debida a la operación misma, como por la temperatura del ambiente.

Este parámetro afecta considerablemente el control de tensión del sistema debido a la caída de tensión causada por la resistencia serie del circuito, además de las pérdidas de energía ya mencionadas.

Inductancia de la Línea de Transmisión

El parámetro Inductancia L caracteriza el efecto del campo magnético que rodea a los conductores como resultado del flujo de corriente, el cual produce en ellos efectos de autoinducción e inducción mutua. El parámetro inductancia es dominante en relación con los otros parámetros de las líneas de transmisión. Su unidad se expresa en Henrios por kilometro [H/km].

Como ya se había visto, la inductancia está relacionada con el efecto del campo magnético. Para una línea de transmisión puede ser calculada como los enlaces de flujo λ por Amperio, siempre y cuando la permeabilidad μ sea constante, de tal forma que la corriente sinusoidal produzca flujos que varían sinusoidalmente en fase con dicha corriente. La ecuación 3.54. expresada en términos fasoriales muestra esta relación.

$$L = \frac{\lambda}{I} \quad (3.54)$$

La inductancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño (el radio del conductor o si tiene agrupamiento de conductores por fase), y el espaciamiento entre ellos (si son circuitos en paralelo).

Como se había mencionado anteriormente para el caso del efecto piel, los conductores están sometidos a enlaces de flujo magnético tanto internos como externos, por lo que para el cálculo de la inductancia total de la línea de transmisión es necesario considerar ambos flujos.

El cálculo de la inductancia de la línea debida al flujo interno se hará considerando un conductor con sección transversal cilíndrica, largo y recto, y que por la ley de Ampere la fuerza magnetomotriz (fmm) alrededor de cualquier trayectoria es igual a la corriente total encerrada por dicha trayectoria y es igual a la integral de línea alrededor de la trayectoria cerrada de la componente de la intensidad de campo magnético tangente a la trayectoria. Esto es expresado en la ecuación 3.55.

$$fmm = I = \oint H ds \quad (3.55)$$

Donde H es la intensidad de campo magnético en $[Av/m]$, s la distancia a lo largo de la trayectoria en $[m]$ e I la corriente encerrada en $[A]$.

Debido a que el campo es simétrico, la intensidad de campo H_x a cualquier distancia x equidistante desde el centro del conductor es constante. Si se considera además una distribución uniforme de la corriente y se realiza la integración indicada en 3.55. se obtiene la expresión mostrada en 3.56.

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \quad (3.56)$$

Si se multiplica la intensidad de campo magnético por la permeabilidad μ , se obtiene la densidad de flujo a x metros desde el centro del conductor:

$$B_x = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} \quad (3.57)$$

El flujo $d\phi$ es igual a la densidad de flujo B_x en el elemento tubular de espesor dx .

$$d\phi = \frac{\mu x I}{2\pi r^2} dx \quad (3.58)$$

Los enlaces de flujo $d\lambda$ por metro de longitud son el producto de la fracción de corriente enlazada y el flujo por metro de longitud.

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\phi = \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx \quad (3.59)$$

Al integrar desde el centro del conductor hasta la superficie se obtienen los enlaces de flujo total dentro del conductor.

$$\lambda_{int} = \int_0^r \frac{\mu I x^3}{2\pi r^4} dx = \frac{\mu I}{8\pi} \quad (3.60)$$

Considerando que $\mu = \mu_r \mu_0$ donde la permeabilidad relativa es 1 y $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} H/m$, se obtiene:

$$\lambda_{int} = \frac{I}{2} \cdot 10^{-7} \quad (3.61)$$

Y recordando la ecuación 3.54.

$$L_{int} = \frac{1}{2} \cdot 10^{-7} \quad (3.62)$$

De esta expresión se puede concluir que la inductancia de la línea debido al flujo interno es constante y sus unidades están dadas en Henrios por metro H/m .

Ahora, el cálculo de la inductancia de la línea debido al flujo externo se hará considerando lo mostrado en la Figura 3.32. basada en los apuntes de [4].

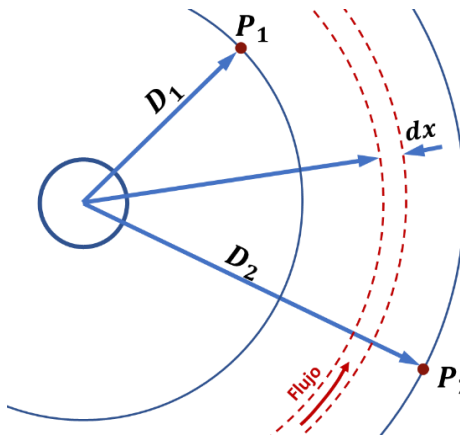


Figura 3.32. Fracción de Flujo Externo entre Dos Puntos.

Se considera que las trayectorias de los flujos son concéntricas alrededor del conductor por lo que todo el flujo entre P_1 y P_2 cae dentro de las superficies concéntricas entre P_1 y P_2 . La fmm está dada por la ecuación 3.63.

$$fmm = 2\pi x H_x = I \quad (3.63)$$

Tal como en el caso anterior, si se resuelve para H_x y se multiplica por la permeabilidad μ , se obtiene la densidad de flujo a x metros desde el centro del conductor.

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} \quad (3.64)$$

El flujo $d\phi$ es igual a la densidad de flujo B_x en el elemento tubular de espesor dx .

$$d\phi = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \quad (3.65)$$

Los enlaces de flujo $d\lambda$ por metro de longitud son numéricamente iguales al flujo $d\phi$ debido a que el flujo externo al conductor enlaza toda la corriente una sola vez, por lo que los enlaces de flujo entre P_1 y P_2 se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$\lambda_{12} = \int_{D_1}^{D_2} \frac{\mu I}{2\pi x} dx = \frac{\mu I}{2\pi} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.66)$$

Recordando $\mu_r = 1$ y $\mu = 4\pi \cdot 10^{-7} H/m$

$$\lambda_{12} = 2 \cdot 10^{-7} I \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.67)$$

Por lo que la inductancia en Henrios por metro H/m debida al flujo entre P_1 y P_2 es:

$$L_{12} = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.68)$$

Ahora para obtener la inductancia total de la línea, es decir la inductancia debida a los enlaces de flujo interno y la inductancia debida a los enlaces de flujo externo, se deben sumar las ecuaciones 3.62. y 3.68.

$$L_t = \frac{1}{2} \cdot 10^{-7} + 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.69)$$

Realizando una factorización adecuada y teniendo en cuenta que $\varepsilon^{1/4} = 1/4$ se puede llegar a la expresión:

$$L_t = 2 \cdot 10^{-7} \left(\ln \varepsilon^{1/4} + \ln \frac{D_2}{D_1} \right) \quad (3.70)$$

Ahora, combinando términos se obtiene:

$$L_t = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1 \cdot \varepsilon^{-1/4}} \quad (3.71)$$

Comparando la ecuación 3.68. con la ecuación 3.71. se puede observar su similitud. Para el caso de la última ecuación, se nota que, aunque se omite el término que tiene en cuenta el flujo interno, este se compensa en el denominador al multiplicarlo por el factor $\varepsilon^{-1/4}$, lo cual la hace exactamente igual a la expresión dada en 3.69. A este nuevo valor equivalente a un conductor de menor radio, pero que considera tanto el flujo interno como el externo se le conoce como radio medio geométrico del conductor o RMG del conductor, el cual se suele designar como D_s .

Ahora, considerando la generalización para líneas de transmisión las cuales típicamente son trifásicas y en algunos casos con conductores agrupados o en haz y en otros pocos casos con espaciado asimétrico, el numerador del argumento del logaritmo en la ecuación 3.71. (el término D_2) puede ser reemplazado por un nuevo término que corresponda a la distancia existente entre cada uno de los conductores de cada fase y cada uno de los conductores de las demás fases. Esta distancia es conocida como Distancia Media Geométrica entre conductores o Distancia Media Geométrica mutua. También se suele expresar como D_m o DMG.

El denominador del argumento del logaritmo en la expresión 3.71. (el factor $D_1 \cdot \varepsilon^{-1/4}$), el cual ya se había mencionado anteriormente, puede ser reemplazado para el caso generalizado por un nuevo término que corresponda a la distancia existente entre cada uno de los conductores de la misma fase. Este término también es llamado Distancia Media Geométrica del agrupamiento de conductores por fase, también conocido como DMG propia. Más comúnmente suele ser llamado como Radio Medio Geométrico, aunque puede presentar confusiones con el mencionado para el conductor individual, se expresa como D_s^b o RMG.

De acuerdo con lo anterior se puede escribir una ecuación generalizada para el cálculo de la inductancia, la cual aplica para cualquier tipo de circuito, sea monofásico o trifásico, y con cualquier tipo de disposición, sea circuito sencillo o doble circuito y con conductores agrupados o no.

$$L_t = 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s^b} \quad (3.72)$$

Los valores para D_m y D_s^b de la expresión 3.72. pueden ser calculadas a partir de la Figura 3.33. el cual se podría considerar como un caso genérico de tipo de línea de transmisión la cual contempla conductores agrupados y espaciamiento asimétrico.

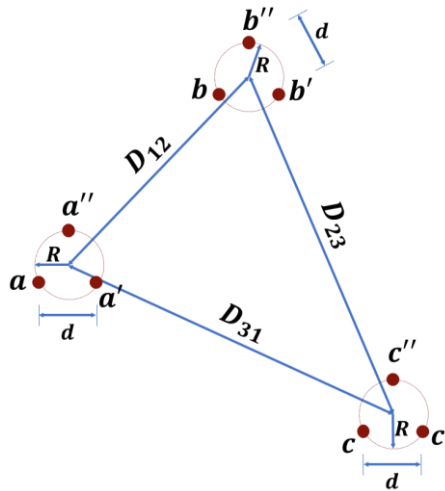


Figura 3.33. Línea Trifásica con Conductores Agrupados y Espaciamiento Asimétrico.

De manera general la DMG mutua o D_m corresponde a la Distancia Equivalente entre las fases la cual se toma desde el centro del agrupamiento de conductores o centro del haz.

$$D_m = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (3.73)$$

La DMG propia o D_s^b o más comúnmente RMG del agrupamiento depende del número de conductores por fase. El cálculo de esta distancia agrega el efecto de todos los conductores del haz el un conductor equivalente de radio mayor. Puede ser obtenida como:

$$D_s^b = \sqrt[n]{D_s \cdot n \cdot R^{n-1}} \quad (3.74)$$

Donde:


D_s corresponde al radio medio geométrico individual de cada conductor del haz.

n corresponde al número de conductores del haz.

R corresponde al radio equivalente de la disposición del haz.

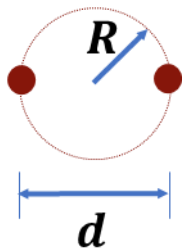
A partir de esta ecuación se puede obtener la DMG propia para cada configuración de haz.

Para el caso de un solo conductor por haz ($n = 1$):



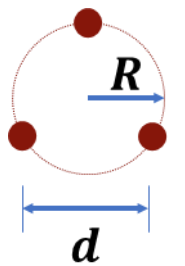
$$D_s^b = \sqrt[1]{D_s \cdot 1 \cdot R^0} = r \quad (3.75)$$

Para el cada caso de dos conductores por haz ($n = 2$):



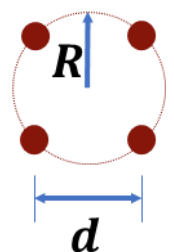
$$D_s^b = \sqrt[2]{D_s \cdot 2 \cdot R^1} = \sqrt{D_s \cdot 2 \cdot \frac{d}{2}} = \sqrt{D_s \cdot d} \quad (3.76)$$

Para un agrupamiento de tres conductores por haz ($n = 3$):



$$D_s^b = \sqrt[3]{D_s \cdot 3 \cdot R^2} = \sqrt[3]{D_s \cdot 3 \cdot \left(\frac{d}{\sqrt{3}}\right)^2} = \sqrt[3]{D_s \cdot d^2} \quad (3.77)$$

Para un agrupamiento de cuatro conductores por haz ($n = 4$):



$$D_s^b = \sqrt[4]{D_s \cdot 4 \cdot R^3} = \sqrt[4]{D_s \cdot 4 \cdot \left(\frac{d}{\sqrt{2}}\right)^3} = 1.09 \sqrt[4]{D_s \cdot d^3} \quad (3.78)$$

Estas configuraciones representan los arreglos de las líneas de transmisión más comunes.

La Inductancia de las líneas de transmisión afectan en gran medida la operación del sistema de potencia ya que, dependiendo de la cargabilidad, es decir de la cantidad de corriente que circula por los circuitos, el efecto inductivo se hará mayor o menor. Si se encuentran operando fuertemente cargados o cercanos a su capacidad nominal, empezarán a consumir o absorber potencia reactiva del sistema, adicional al consumo de potencia reactiva de la carga, lo que podría agotar las reservas de los equipos de compensación y/o los generadores, afectando de manera directa las tensiones del sistema, haciendo que estas caigan drásticamente e incrementando el riesgo de un colapso de tensión.

Una vez se ha calculado la inductancia de la línea, se puede calcular la Reactancia Inductiva, el cual es un parámetro utilizado con mayor frecuencia en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, ya que este adicionalmente considera el efecto de la frecuencia. Se debe recordar que la Reactancia Inductiva en $[\Omega/km]$ se calcula como $X_L = \omega L$.

Capacitancia de la Línea de Transmisión

El parámetro Capacitancia C representa el efecto del campo eléctrico existente entre los conductores y entre conductores y tierra. Este parámetro constituye un camino de fuga para las corrientes que circulan por los conductores, las cuales dependen de la tensión de operación de la línea y de su longitud. Este parámetro cobra importancia en las líneas de mediana y gran longitud. Su unidad se expresa en microfaradios por kilometro $[\mu F/km]$.

Para este caso tal como se había presentado anteriormente, la capacitancia relaciona el efecto del campo eléctrico. En una línea de transmisión corresponde al resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y hace que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando existe una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La ecuación 3.79. muestra dicha relación.

$$C = \frac{q}{v} \quad (3.79)$$

Donde q es la carga sobre la línea en Coulomb por metro y v es la diferencia de potencial entre los conductores en Voltios.

Al igual que el caso de la inductancia, la capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño (el radio del conductor o si tiene agrupamiento de conductores por fase), y el espaciamiento entre ellos (si son circuitos en paralelo o consideran el efecto del suelo). Para líneas cortas, longitud de línea menor a 80 km, el efecto capacitivo es pequeño y suele ser despreciado, sin embargo, a medida que la longitud aumenta y debido a ello la necesidad de aumentar el nivel de tensión en la línea, el efecto capacitivo cobra relevancia.

De acuerdo con la expresión 3.79. la capacitancia puede ser obtenida a partir del cálculo de la diferencia de potencial entre los conductores de la línea. Considerando que el conductor es cilíndrico, largo y recto y se encuentra en un medio como el aire, el flujo asociado será radial y todos los puntos equidistantes al conductor serán equipotenciales con la misma densidad de flujo eléctrico. Dicha densidad de flujo eléctrico puede ser calcula a x metros mediante la siguiente expresión:

$$D_f = \frac{q}{2\pi x} \quad (3.80)$$

Donde q es la carga del conductor en Coulomb por metro de longitud y x es la distancia a la cual se calcula la densidad de flujo eléctrico.

La intensidad de flujo eléctrico es calculada como la densidad de flujo eléctrico dividida la permitividad del medio (k).

$$E = \frac{q}{2\pi k x} \quad (3.81)$$

Para el caso de la capacitancia de la línea se considera la permitividad k , la cual está dada por $k = k_r \cdot k_0$, donde la permitividad del espacio libre $k_0 = 8.85 \cdot 10^{-12} F/m$ y la permitividad relativa para el aire seco $k_r = 1.00054 \approx 1$.

Ahora, la diferencia de potencial entre dos puntos es numéricamente igual al trabajo en Joules por Coulomb necesario para mover un Coulomb de carga entre dichos puntos y es a su vez equivalente a la integral de línea entre los dos puntos.

En la Figura 3.34., basada en los apuntes de [4], donde se muestra la trayectoria de integración entre dos puntos P_1 y P_2 ubicados a una distancia D_1 y D_2 externos a el conductor que lleva una carga positiva q .

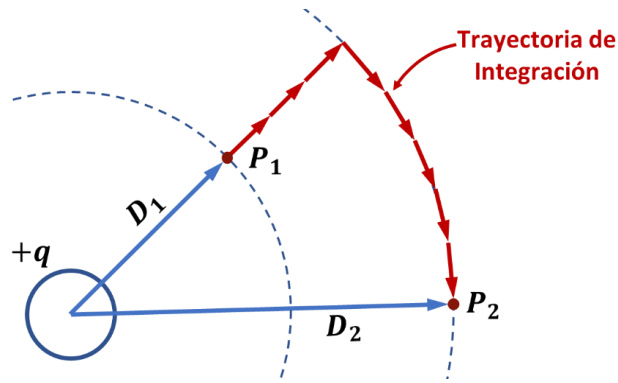


Figura 3.34. Trayectoria de Integración Entre Dos Puntos Externos a un Conductor.

Considerando lo ilustrado, la diferencia de potencial entre dos puntos debida a una carga se puede calcular como:

$$v_{12} = \int_{D_1}^{D_2} E \, dx = \int_{D_1}^{D_2} \frac{q}{2\pi k x} \, dx = \frac{q}{2\pi k} \ln \frac{D_2}{D_1} \quad (3.82)$$

Recordando la ecuación 3.79. se obtiene la capacitancia entre los puntos P_1 y P_2 :

$$C_{12} = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D_2}{D_1}} \quad (3.83)$$

Las unidades de esta expresión son dadas en Faradios por metro [F/m].

Considerando una generalización para las líneas de transmisión en la cual la gran mayoría son trifásicas, a excepción de algunos circuitos de subtransmisión que pueden ser monofásicos, la capacitancia de una línea puede ser presentada como la Capacitancia al neutro de un equivalente monofásico.

$$C_n = \frac{q_a}{v_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln \left(\frac{D_{eq}}{D_{sc}^b} \right)} \quad (3.84)$$

Las unidades de esta expresión son dadas en Faradios por metro [F/m].

De la misma manera que para el cálculo de la inductancia, se considera una línea trifásica con conductores agrupados y con espaciamiento asimétrico, tal como se muestra en la Figura 3.34., a partir de la cual se realiza el cálculo de los términos D_{eq} y D_{sc}^b de la expresión 3.84.

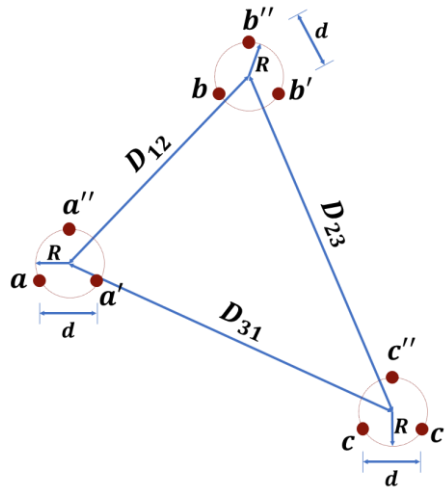


Figura 3.35. Línea Trifásica con Conductores Agrupados y Espaciamiento Asimétrico.

El numerador del argumento del logaritmo en la ecuación 3.84. (el término D_{eq}) corresponde a la distancia equivalente entre las fases y está dada por la expresión:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad (3.85)$$

El denominador del argumento del logaritmo en la ecuación 3.84 (el término D_{SC}^b) corresponde a la Distancia Media Geométrica del agrupamiento de conductores por fase también conocido como DMG, designado en notación de subíndices como D_{SC}^b . Este valor depende del número de conductores por fase. Esta se puede calcular de manera general a partir de la expresión:

$$D_{SC}^b = \sqrt[n]{r \cdot n \cdot R^{n-1}} \quad (3.86)$$

Donde:

r corresponde al radio físico real de cada conductor del haz.


n corresponde al número de conductores del haz.

R corresponde al radio equivalente de la disposición del haz.

Cabe resaltar que, este valor de D_{SC}^b para la capacitancia tiene en cuenta el radio real físico del conductor y no el equivalente como para el caso de la inductancia.

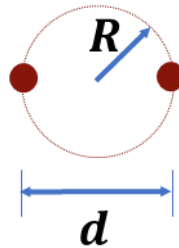
A partir de la ecuación 3.86 se puede obtener el RMG para cada configuración de haz.

Para el caso de un solo conductor por haz ($n = 1$):



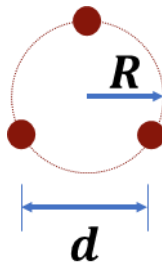
$$D_{SC}^b = \sqrt[1]{r \cdot 1 \cdot R^0} = r \quad (3.87)$$

Para el cada caso de dos conductores por haz ($n = 2$):



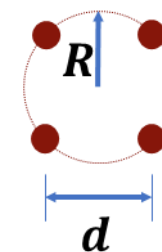
$$D_{SC}^b = \sqrt[2]{r \cdot 2 \cdot R^1} = \sqrt{r \cdot 2 \cdot \frac{d}{2}} = \sqrt{r \cdot d} \quad (3.88)$$

Para un agrupamiento de tres conductores por haz ($n = 3$):



$$D_{SC}^b = \sqrt[3]{r \cdot 3 \cdot R^2} = \sqrt[3]{r \cdot 3 \cdot \left(\frac{d}{\sqrt{3}}\right)^2} = \sqrt[3]{r \cdot d^2} \quad (3.89)$$

Para un agrupamiento de cuatro conductores por haz ($n = 4$):



$$D_{SC}^b = \sqrt[4]{r \cdot 4 \cdot R^3} = \sqrt[4]{r \cdot 4 \cdot \left(\frac{d}{\sqrt{2}}\right)^3} = 1.09 \sqrt[4]{r \cdot d^3} \quad (3.90)$$

Estas configuraciones representan los arreglos de las líneas de transmisión más comunes.

Similar a la forma mostrada para la inductancia, este valor de capacitancia al neutro de la línea puede ser expresado en términos de la Reactancia Capacitiva en $[\Omega/km]$. Esta se calcula como $X_C = \frac{1}{\omega C}$. Sin embargo, para efectos prácticos durante los análisis de flujo de

carga efectuados en los centros de control se emplea el parámetro Susceptancia (el inverso de la Reactancia Capacitiva) dado que este corresponde a la componente en derivación del modelo matemático de la línea.

Este parámetro afecta la operación del sistema de potencia en el sentido de que, si los circuitos se encuentran descargados u operando muy por debajo de su capacidad nominal, el efecto capacitivo se hace prominente y las líneas empiezan a generar o entregar potencia reactiva a la red, lo cual tiende a incrementar los niveles de tensión del sistema acarreado problemas de sobretensión.

Lo anterior es una de las principales razones por la que los circuitos que operan a 500 kV o más requieren tener elementos de compensación en cada extremo del circuito como son los reactores de línea.

Conductancia de la Línea de Transmisión

El parámetro Conductancia G representa el efecto de las corrientes de fuga desde los conductores a tierra debido a la imperfección del sistema de aislamiento. Las corrientes de fuga fluyen y través de las superficies de las cadenas de aisladores que soportan a los conductores. Generalmente se desprecia su efecto debido a su pequeño valor y además porque no existen una buena metodología para valorarla debido a que es demasiado variable principalmente por factores de contaminación de los aisladores o por condiciones atmosféricas. Cuando se requiere, las pérdidas debido a la conductancia se determinan experimentalmente. Su unidad se expresa en Siemens por kilometro [S/km].

Este parámetro no incide en el control de tensión y en términos generales no genera mayores efectos sobre la operación del sistema de potencia. Su principal afectación es el denominado efecto corona.

Fenómenos de las líneas de transmisión que afectan la tensión

Efecto Corona

El fenómeno físico consiste en que, bajo ciertas condiciones como valores de tensión más elevados de lo normal, unido a unas condiciones medioambientales adversas como ambientes húmedos o contaminados, el aire se circundante al conductor se ioniza o disminuye su capacidad aislante, permitiendo que algunos electrones con suficiente energía para abandonar el conductor por donde circulan, siendo capaces de saltar hacia el aire circundante. Dado que el aire es dieléctrico, los electrones que viajan a través de él se verán frenados desde grandes

velocidades a valores nulos en cuestión de pocos centímetros. La fricción causada provocará un aumento de la temperatura en los electrones, llevándolos a un estado incandescente. La unión de millones de electrones incandescentes formará un halo luminoso en torno a los conductores.



Figura 3.36. Efecto Corona.

La intensidad de este efecto puede visualizarse dependiendo del color del halo luminoso. Si el color del halo es rojizo, el efecto es leve (baja temperatura), sin embargo, cuando el halo presenta tonalidades blancas o azuladas significa que el efecto se produce con mayor intensidad (alta temperatura).

Caída de Tensión

Como se había mencionado en el aparte de los parámetros de una línea de transmisión, uno de los aspectos primordiales al dimensionar los conductores, luego de la verificación de la capacidad de corriente, es el Porcentaje de Caída de Tensión, denominado también en el ámbito técnico, Porcentaje de Regulación.

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente, y ya se había establecido que dicha resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea. Al suministrar corriente a una carga por medio de un conductor, se experimenta una caída en la tensión y una disipación de energía en forma de calor.

La caída de tensión depende de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia de los conductores que como se había dicho corresponde a una combinación de resistencias, inductancias, capacitancias y conductancias, las cuales conforman la impedancia eficaz de la línea. Los códigos de redes de la mayoría de los sistemas establecen que este valor nunca deberá sobrepasar el 10% en todo su recorrido, mientras que tampoco se admitirán pérdidas de potencia superiores al 3%, pero esta vez por cada 100 km.

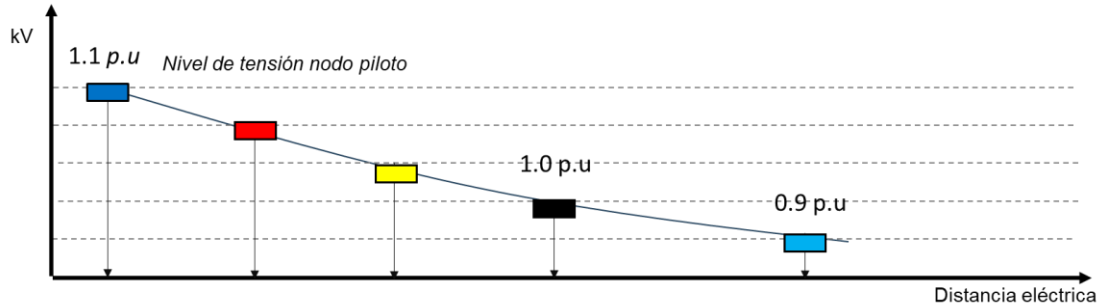


Figura 3.37. Caída de Tensión.

Para expresar estas magnitudes, como cualquier otra, existen dos formas distintas, mediante valores absolutos o mediante valores relativos:

- Una magnitud expresada en valores absolutos tendrá valor y unidades, dándonos el valor exacto que adquiere dicha magnitud, pero no nos indicará la importancia de esta.
- Una magnitud expresada en valores relativos no tendrá valor ni unidades, pero nos expresará la importancia del valor obtenido. Por esta razón, ésta es la forma más utilizada para expresar este tipo de limitaciones.

Finalmente, la caída de tensión que no es más que la diferencia hallada entre el extremo de envío de la línea y el extremo de recibo se puede escribir en valor absoluto como:

$$\Delta V = V_s - V_r \quad (3.91)$$

O en valor relativo como:

$$\Delta V = \frac{V_s - V_r}{V_r} \quad (3.92)$$

Una caída de tensión muy elevada y positiva es generalmente debida a un exceso en la demanda de potencia; en tal caso es necesario tomar alguna medida que evite una tensión

muy baja, ya que esto puede provocar problemas en los consumidores finales. Así, por ejemplo, el par de arranque de un motor es proporcional al cuadrado de la tensión de alimentación; si ésta es muy baja, en determinadas condiciones, el motor puede no arrancar.

En líneas muy largas, en las que el efecto de capacitivo es importante, puede originarse una caída de tensión negativa, es decir, la tensión al final de línea puede elevarse por encima del valor nominal; dependiendo del nivel alcanzado, esta tensión puede llegar a ser peligrosa.

Efecto Ferranti

Es una sobretensión producida en el extremo final en una línea de transmisión larga, que ocurre cuando esta está desconectada de la carga, o bien con una carga muy pequeña.

Este efecto es debido a la capacitancia distribuida de la línea. El efecto Ferranti será más acentuado cuanto más larga sea la línea, y mayor el nivel de tensión aplicado. La sobretensión es proporcional al cuadrado de la longitud de la línea. Debido a su alta capacitancia, este efecto es mucho más pronunciado en líneas de transmisión de muy alta tensión y en cables subterráneos.

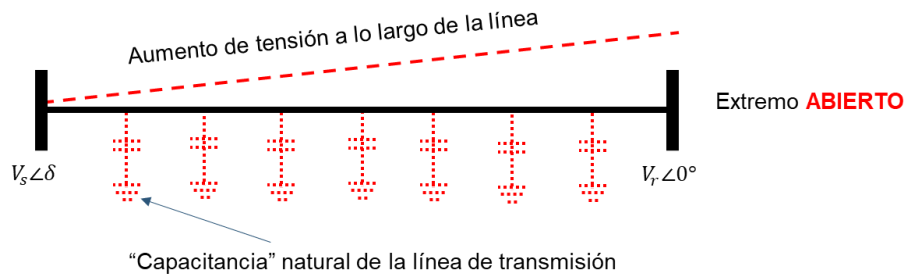


Figura 3.38. Efecto Ferranti.

Cuando la línea está en vacío o con muy poca carga, al no circular una cantidad significativa de corriente a través de las inductancias serie distribuidas, la absorción de reactivos por parte de la línea será mínima en comparación con la inyección de reactivos por parte de las capacitancias distribuidas.

En circuitos de muy alta tensión o demasiado extensos, es común encontrar reactores de línea o reactores shunt en cada extremo de la línea para compensar este efecto, es decir, para absorber el exceso de potencia reactiva proveniente de la línea en vacío o con poca carga.

Efecto SIL

En la literatura técnica, la potencia natural de la línea es más conocida como *Surge Impedance Loading - SIL*, y corresponde al punto de operación en el cual la potencia reactiva generada por la capacitancia natural de la línea se compensa con la potencia reactiva requerida por la línea para transportar potencia.

Como ya se había visto, la línea genera potencia reactiva debido a su componente capacitiva y de igual manera absorbe potencia reactiva debido a su componente inductiva y esto depende del nivel de cargabilidad de la línea. Mientras la línea se encuentra en vacío o con bajo nivel de carga, el efecto capacitivo es mayor (Efecto Ferranti). Cuando la carga de la línea empieza a incrementarse, el efecto inductivo se va haciendo mayor, llegando a un punto en el que ambos son iguales, esto es $Q_C = Q_L$.

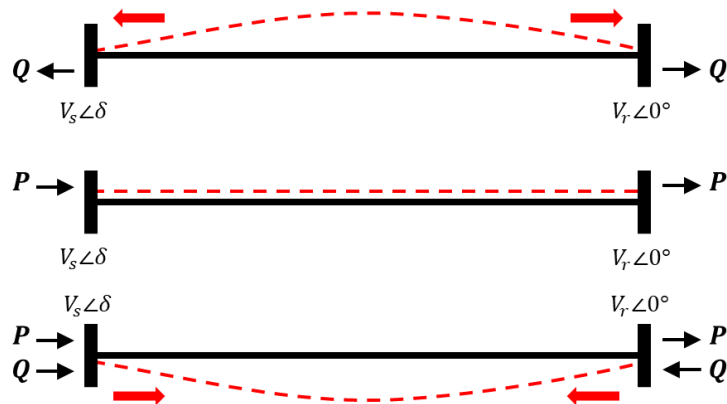


Figura 3.39. Representación del Comportamiento del SIL.

En la Figura 3.39. se esquematiza el comportamiento del flujo de la potencia reactiva en la línea bajo tres condiciones típicas de operación. En la figura superior, el efecto capacitivo es mayor debido a que no hay transferencia de potencia activa por el circuito, por lo que este inyectará potencia reactiva en ambos extremos. En la figura del medio, se muestra el efecto SIL, donde no existe ni inyección ni absorción de potencia reactiva debido al equilibrio entre ambos efectos, el capacitivo y el inductivo, debido al flujo preciso de potencia activa. En la figura inferior, se muestra el caso donde debido al efecto inductivo predominante de la línea, dado que el flujo de potencia activa es alto, el circuito absorbe potencia reactiva de la red desde cada extremo.

De acuerdo con lo anterior y recordando las expresiones para Q_C y Q_L se tiene:

$$\frac{V^2}{X_C} = I^2 X_L \quad (3.93)$$

Realizando el despeje adecuado:

$$\frac{V^2}{I^2} = X_C X_L \quad (3.94)$$

Recordando que $X_C = 1/2\pi fC$ y que $X_L = 2\pi fL$ se obtiene

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{2\pi fL}{2\pi fC}} \quad (3.95)$$

Por lo tanto, la impedancia SIL bajo esta condición es:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.96)$$

Si se considera que P_0 es la carga natural de la línea equivalente a SIL, se tiene para el caso monofásico:

$$SIL_{1\phi} = P_0 = V_f I_f \cos \phi \quad (3.97)$$

Teniendo en cuenta que en este punto de operación el equivalente de la carga es puramente resistiva ($\cos \phi = 1$), se obtiene:

$$P_0 = V_f I_f = V_f \frac{V_f}{Z_0} = \frac{V_f^2}{Z_0} \quad (3.98)$$

Ahora, para el caso trifásico recordando que $V_L = \sqrt{3}V_f$ se tiene:

$$SIL_{3\phi} = 3P_0 = \frac{3V_f^2}{Z_0} = \frac{V_L^2}{Z_0} \quad (3.99)$$

Como el nivel de carga a nivel de sistemas de potencia se suele dar en MW, es común encontrar esta expresión como:

$$SIL_{3\phi} = \frac{(kV_L)^2}{Z_0} \quad (3.100)$$

En la Figura 3.40. se muestra como es el voltaje en el extremo de recibo de la línea ante las cuatro condiciones típicas de carga. En ella se puede ver para cada caso como sería el aporte o absorción de potencia reactiva.

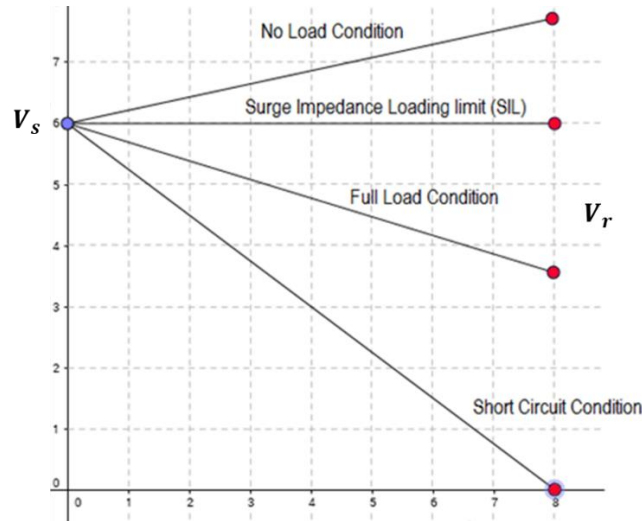


Figura 3.40. Surge Impedance Loading - SIL.

Pérdidas de Potencia

Existen varias formas en que la potencia se pierde en la línea de transmisión.

- Pérdidas del conductor.
- Pérdida por radiación.
- Pérdida por el calentamiento del dieléctrico.
- Pérdida por acoplamiento y descarga luminosa (corona).

Sin embargo, la mayor porción de pérdidas es debido a la corriente y su paso a través de una resistencia finita, por lo que se presenta una pérdida de potencia inherente e inevitable. Esto a veces se llama pérdida del conductor o pérdida por calentamiento del conductor y es, simplemente, una pérdida por calentamiento, también denominada por efecto Joule.

Debido a que la resistencia se distribuye a lo largo de la línea de transmisión, la pérdida por calentamiento del conductor es directamente proporcional al cuadrado de longitud de la línea. Además, porque la disipación de potencia es directamente proporcional al cuadrado de la

corriente, la pérdida del conductor es inversamente proporcional a la impedancia característica.

Desde el punto de vista de diseño es posible reducir las pérdidas del conductor, simplemente con acortar la línea de transmisión, o utilizar un cable de diámetro más grande. Desde el punto de vista de operación estas pérdidas se pueden reducir manteniendo un nivel alto de tensiones en el sistema, con lo que se disminuye la corriente que fluye por las líneas.

3.2.1.1.4 Transformadores con Cambiadores de Taps

Transformadores con cambiadores de tomas: Elementos que modifican el flujo de reactivos en la red. La función principal de un transformador es aumentar o disminuir las tensiones, con el fin de transmitir la energía eléctrica a largas distancias a tensiones mayores reduciendo las pérdidas por efecto Joule en las redes, para luego reducirlas a tensiones aptas para la distribución y consumo industrial y residencial. Debido a que el principio de funcionamiento del transformador es mediante inducción electromagnética, éste consume reactivos

El transformador con cambiador de tomas es un dispositivo que permite controlar las tensiones en un sistema de potencia mediante el cambio de la relación de espiras entre los devanados de alta y baja tensión y por tanto en la relación de transformación de voltajes.

Casi todos los transformadores tienen cambiadores de tomas en alguno de los devanados, y en algunos casos, en ambos. El cambio de las tomas del transformador puede ser de manera manual o automática, y puede realizarse bajo carga o cuando este se encuentre desenergizado, dependiendo de la construcción de este. El tipo de cambio y la variación dependerá del tipo de transformador y del uso que se le tenga asignado. Por ejemplo, un transformador al cual no se le tenga planeado realizar muchos cambios en sus tomas no requerirá que sea bajo carga, por ejemplo, en generadores, pero aquel que sirva para propósitos de realizar un control de tensión sí.

Los transformadores con cambio de tomas bajo carga son los utilizados para realizar el control de tensión secundario, los transformadores que para realizar un cambio en las tomas se requieran la desenergización, sólo sirven para propósitos de aumentar el nivel de tensión en un circuito radial.

El aumento o disminución de la tensión de un devanado produce un cambio en los flujos de reactivos en el sistema. Si se aumenta la tensión del devanado secundario, esto ocasionará un aumento de la circulación de potencia reactiva del sistema secundario al devanado primario, dando como resultado una subida de tensión en los bornes del primario. De otro lado un

aumento de la tensión del secundario frecuentemente disminuirá el consumo de potencia reactiva de las cargas conectadas al devanado secundario, debido a que, si se trata de cargas de corriente constante como motores, al aumentar el voltaje la corriente tiende a disminuir.

3.2.1.1.5 *Generadores Síncronos*

El generador sincrónico es el dispositivo generalmente encargado de suministrar los requerimientos de energía activa a los usuarios finales. En los sistemas de potencia, los generadores suplen la demanda de energía activa, pero debido a que en general, por cada kWh de energía activa que se consume en el sistema de potencia, se requiere que el mismo produzca alrededor de 2 kvar de energía reactiva, los generadores deben colaborar de manera dinámica en la producción de reactivos, máxime si se tiene en cuenta que son los dispositivos más flexibles de la red para variar dicho suministro en el tiempo.

En un generador síncrono la generación de activa depende de la potencia mecánica de entrada y la potencia reactiva depende de la corriente de excitación del rotor.

El generador tiene un controlador automático de voltaje (*Automatic Voltage Regulator – AVR*), el cual le permite realizar un control continuo sobre la tensión, de tal forma que cuando la tensión disminuye, la respuesta del AVR aumenta la corriente de excitación generando más reactivos, y si la tensión aumenta el AVR disminuye la corriente de excitación para disminuir o absorber reactivos. Este proceso no afecta, por lo antes mencionado, la potencia activa que está generando, a menos que se superen las características técnicas de la máquina.

Las limitaciones en la producción y absorción de reactivos por parte de un generador sincrónico están dadas, en el caso de la sobreexcitación del generador, por los límites térmicos impuestos al estator y al rotor, mientras en el caso de la subexcitación, tienen más que ver con la estabilidad del generador.

Los valores de la tensión en los nodos de un sistema eléctrico están relacionados con los flujos de potencia reactiva en las líneas del sistema. Esta relación tiene un carácter marcadamente local ya que la relación entre el flujo de reactiva y las tensiones en los extremos de la línea considerada es muy fuerte, pero se debilita rápidamente a medida que se consideran nodos más alejados. El control AVR tiene por objetivo mantener la tensión en bornes del generador, mediante el control de la fuerza electromotriz interna del generador. Para ello se actúa sobre la corriente de excitación del generador. La respuesta de estos elementos de control es bastante rápida, del orden de los segundos. El AVR mide la magnitud de la tensión en bornes del generador, valor que es rectificado y filtrado hasta obtener una señal de corriente continua proporcional al valor eficaz original. Esta señal de continua se

compara con un valor de referencia, siendo la diferencia entre ambas el error de tensión, que después de su amplificación se utiliza como tensión de alimentación de la excitatriz principal del generador y que finalmente se convierte en la tensión de excitación del generador.

3.2.1.1.6 *Compensadores Síncronos*

Los compensadores síncronos son máquinas síncronas las cuales funcionan en un punto de su curva P-Q en la cual no generan potencia activa, y por el contrario la consumen con el propósito de vencer la fricción rotacional y mantener el rotor en movimiento. Su función es la de entregar potencia reactiva al sistema.

Cualquier generador síncrono puede funcionar como un compensador síncrono, ya que tiene la opción de generar o absorber reactivos a través del control de la corriente del rotor. No obstante, las limitaciones verdaderas para operar como compensador síncrono se dan en la turbina, debido a que frecuentemente la misma tiene problemas para operar con bajas potencias activas (el caso típico es el de las turbinas de reacción y los turbogeneradores).

3.2.1.1.7 *Dispositivos FACTS*

Los Sistemas Flexibles de Transmisión en Corriente Alterna (*Flexible Alternating Current Transmission System* - FACTS) incluyen la totalidad de sistemas basados en la electrónica de potencia que se utilizan para la transmisión de energía de AC, permitiendo cambios en el sistema, logrando con su aplicación, una operación más segura y con mayor nivel de control.

Las ventajas que se logran con el uso de los FACTS son:

- Mayor control del flujo de potencia.
- Operación con niveles de carga seguros.
- Mayor capacidad de transferencia.
- Rapidez de respuesta.
- Amortiguación de las oscilaciones del sistema de potencia.

Los principales dispositivos FACTS son los siguientes:

Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva SVC:

En la forma general, un SVC consiste en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor controlado por tiristores, variable en paralelo. Cuando el reactor se desconecta totalmente, el sistema se comporta como un condensador. Si parte del reactor se conecta en paralelo, absorbe parte de la potencia reactiva generada por el condensador, entonces, es posible variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos cuando

todo el reactor es conectado. Es posible variar la corriente en el reactor mediante el uso de tiristores controlados. Esto permite variar la corriente por el reactor. Mediante un sistema de control automático se regula el voltaje, inyectando una cantidad variable de potencia reactiva.

Compensador en serie fijo y controlado por tiristores (Thyristor Controlled Series Capacitor - TCSC):

Los TCSC comprenden varias etapas de reactancias controladas, en paralelo, con secciones de bancos de condensadores que hacen posible un control uniforme de la reactancia a frecuencia nominal en un intervalo amplio.

Transformador de desplazamiento de fase (Phase Shifting Tap -PST) y PST asistido (APST):

Los PST se utilizan para controlar el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. El desplazamiento de fase se consigue tomando una señal de tensión línea-tierra de una de las fases e inyectando una parte de ella en serie con otra fase. Esto se lleva a cabo utilizando dos transformadores: el transformador regulador en derivación y el transformador en serie.

Compensador estático sincrónico (STATCOM):

Está basado en una fuente de tensión de estado sólido, que genera un conjunto balanceado de tres tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlables.

Compensador en serie estático sincrónico (SSSC):

Este tipo de compensador es un convertidor de fuente de voltaje conectado en serie por medio de un transformador. Es capaz de intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión de la energía eléctrica. Se comporta como una fuente en serie con la línea.

Controlador unificado de flujo de energía (Unified Power Flow Controlled -UPFC):

Este controlador consiste en dos convertidores de conmutación operados desde un enlace común y conectados en serie y en derivación a una línea de transmisión a través de transformadores, operando como una compensación controlada combinada serie y derivación, y pudiendo regular al mismo tiempo la potencia activa y la reactiva.

3.2.1.1.8 Control VQ

La búsqueda de la máxima utilización y eficiencia de los sistemas de transmisión existentes conlleva a la investigación e incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para garantizar una operación segura y confiable y mantener perfiles adecuados de tensión que minimicen los flujos de potencia reactiva y reduzcan las pérdidas operativas.

El tipo de control denominado como Control VQ o VQC (*Voltage Reactive Power Control*) es un control dinámico de tensión y reactivos, que es en esencia un controlador microprocesador con algoritmos de control y decisión basados en el conocimiento del sistema y la experiencia en su operación, y que cumple las siguientes funciones básicas:

- Mantener las tensiones controladas dentro de los rangos de operación normal mediante el manejo adecuado de los diferentes elementos de la subestación, dando mandos de conexión y/o desconexión a los reactores y condensadores paralelo, y actuando sobre los cambiadores de tomas bajo carga de los autotransformadores.
- Monitorear el estado de los interruptores de maniobra de los elementos controlados, la potencia reactiva generada o consumida por compensaciones estáticas o generadores próximos y las magnitudes de las variables controladas.
- Generar alarmas cuando se encuentren condiciones anormales o prohibidas de las variables controladas, configuraciones extrañas en las subestaciones, cuando no se tengan elementos disponibles, cuando el controlador falle en la actuación o sea incapaz de manejar los problemas de tensión que se presenten en la subestación.

3.2.2 Mecanismos de Control de Tensión

Como ya se había mencionado, el control de tensión se realiza de manera zonal, de forma que sólo una parte de la red se ve afectada por los cambios de tensión, o en el mejor de los casos de manera local donde sólo se evidencien los cambios en el nodo puntual donde se realiza la maniobra de control. Sin embargo, existe una variable que además de ser global y afectar en general todo el sistema de potencia, es la principal causa que obliga a realizar control de tensión continuamente. Esta variable es la demanda de energía con su respectiva componente de potencia reactiva.

Sea cual sea la estrategia empleada para el control de tensión, es necesario tener presente el punto de operación en que se encuentra el sistema y la tendencia de la demanda. No es lo mismo realizar el control en horas de demanda mínima que en horas de demanda máxima, así mismo si la demanda está incrementando o está disminuyendo.

También es importante tener en cuenta que los equipos estáticos de control de tensión como los capacitores y los reactores tienen una fuerte dependencia del valor del voltaje que se tenga al momento de su operación, tal como se vio anteriormente.

Aunque internacionalmente no hay un consenso en la forma de denominar o referirse a la manera de realizar el control, si se puede identificar claramente que el objetivo común de

mantener tensiones adecuadas en todo el sistema para responder eficazmente ante las diferentes perturbaciones y contingencias que se presenten en la red. Estos mecanismos se dividen en tres niveles de control, muy similar al caso de control de frecuencia, como son: Control Primario o Control Local, Control Secundario o Control Regional y Control Terciario o Control Global.

La función principal del control primario o local consiste en mantener los voltajes en los nodos objetivo cercanos a los valores de referencia, o dentro de un rango de tolerancia permitida frente a pequeñas variaciones de demanda o a perturbaciones leves y transitorias. Esta función es ejercida mediante un control continuo con tiempos de operación de unos pocos segundos desde el momento mismo de ocurrida la perturbación.

Las acciones realizadas por el control primario deberán estar coordinadas con el control secundario, en la medida en que éste determina las tensiones de referencia con cuales va a operar el control primario.

Los equipos utilizados para el control primario son los condensadores y reactores fijos, los reguladores de tensión de los generadores (AVR), los reactores y condensadores controlados por interruptores (SCR y SCC), los dispositivos flexibles de control de reactivos en sistemas de corriente alterna (FACTS), entre los cuales se resaltan: compensadores estáticos (SVC), los compensadores serie controlables (TCSC) y, actualmente, los compensadores estáticos avanzados o STATCOM, las líneas de transmisión en DC (HVDC), y los controladores unificados de flujo de potencia (UPFC). Por lo tanto, el control local va dirigido principalmente a mantener los perfiles de tensión dentro de los nodos de generación y en aquellos en los cuales se hayan instalados equipos de compensación, aunque su visión sea cubrir porciones importantes de todo el sistema.

El control secundario busca maximizar el aprovechamiento de los recursos de potencia reactiva dentro de un sistema interconectado más extenso y complejo, mediante la coordinación de los diferentes dispositivos de control y suministro de ésta, y la minimización de los riesgos de la pérdida de estabilidad y de colapso de la tensión a causa de fuertes perturbaciones en el sistema.

Su objetivo es controlar los perfiles de tensión y los flujos de reactivos ya no localmente sino de un área determinada y en la cual se encuentran varios nodos y diferentes equipos de control primario. Se ejecuta basado en un nodo objetivo, denominado así por el alto grado de afinidad eléctrica que presenta con respecto a los nodos vecinos ubicados en determinada región y representa de forma indirecta el nivel de tensión de todos ellos, ubicando en éste equipos como los mencionados para el Control Primario.

A diferencia del Control Primario, este tipo de control es centralizado y discreto, su funcionamiento se basa en la conexión y desconexión de bancos de condensadores o de reactores, cambios en las tomas de los transformadores, y cambios en la referencia de los equipos de control primario. Estas características hacen que su tiempo de operación sea normalmente más largo debido a que requiere recibir y enviar señales remotas, y realizar conexiones y desconexiones de equipos, con limitación en el número de maniobras y velocidades de respuesta relativamente lentas.

Si el control secundario de Tensión y potencia reactiva es un control regional, el control terciario abarca todo el sistema interconectado y busca determinar un perfil óptimo de niveles de tensión y de flujo de potencia reactiva coordinando los diferentes controles secundarios buscando mantener la seguridad y la eficiencia del sistema.

Para su análisis se utilizan flujos óptimos de carga, los cuales consumen altos recursos computacionales. Su tiempo de acción es similar a los despachos de potencia.

Con el control terciario ya se puede configurar la totalidad del control de tensión y de potencia reactiva mediante un esquema jerárquico y coordinado entre los tres niveles de control y entre los diferentes dispositivos, creando estrategias dependiendo de los diferentes tipos de contingencias que afecten a la red.

Un nivel de tensión adecuado en el sistema garantiza condiciones estables de operación, además, tal como se había visto, proporciona buena capacidad de transferencia de potencia a través de las líneas de transmisión.

Adicionalmente, la importancia de mantener tensiones adecuadas evita tensiones altas que puedan provocar daños en equipos del sistema como el aislamiento, transformadores, interruptores, entre otros. Por otro lado, las tensiones bajas podrían dañar motores conectados a la red, por lo que es igualmente importante evitarlas. Otra razón para evitar bajas tensiones es porque al operar en estos niveles, las corrientes se incrementan, aumentando con ello la caída de tensión por regulación, el calentamiento y vida útil de equipos y la magnitud de las pérdidas de potencia del sistema.

3.2.2.1 Estrategias de Control de Tensión

Al igual que el proceso de Asignación de Reserva Terciaria para la frecuencia, las estrategias de control de tensión pueden ser ejecutadas de manera manual basadas en el conocimiento y experiencia de los ingenieros de operación o ser implementadas a partir de un algoritmo de

optimización como un flujo de potencia óptimo de reactiva donde se resuelva el problema de manera global. En cualquiera de los casos se busca mantener los niveles de tensión dentro de unos márgenes los cuales pueden ser definidos de diversas maneras. Además, deben ser tenidas en cuenta las restricciones técnicas y operativas tanto del sistema como de los equipos a maniobrar, garantizando no sólo el control efectivo de la tensión, sino también los flujos por los demás elementos de la red.

3.2.2.1.1 Control Jerárquico de Tensión

De forma general en este esquema el sistema de potencia es dividido mediante áreas, las cuales se coordinan de forma centralizada por un control terciario cuyo objetivo es la operación eficiente y segura de la red. Conjuntamente existe un control secundario, el cual es descentralizado y se encarga de la operación segura de cada área definida siguiendo los lineamientos dados de manera centralizada por el control terciario. Finalmente, este esquema se complementa con un control primario, el cual es el encargado de realizar control de tensión en las unidades de generación con respecto a un valor de referencia dado desde el control secundario.

La estrategia de un control jerárquico se fundamenta bajo algunos principios de operación [5]:

- Realizar el control de tensión en tiempo real para un número elevado de nodos es una tarea compleja, poco confiable, poco realista y costosa computacionalmente, por lo que sólo se deberían tener en cuenta los nodos más representativos de la red.
- Esta estructura de control regula de manera automática e independiente la tensión en cada nodo piloto, el cual debe ser optimizado en tiempo real para minimizar las pérdidas del sistema, siempre preservando un margen de control de potencia reactiva.
- El principio básico del control terciario surge de la necesidad de incrementar la eficiencia y seguridad en la operación del sistema.
- La implementación de un sistema de control de voltaje jerárquico es pertinente si se busca controlar sistemas de transmisión de gran tamaño

3.2.2.1.2 Control Centralizado de Tensión

Este tipo de estrategia de control determina los ajustes de todas las fuentes del sistema de potencia buscando la minimización de las pérdidas del sistema. En este esquema no existe formalmente un control terciario y secundario tal como se define para el esquema jerárquico, y resulta adecuado para sistemas de transmisión pequeños con un número limitado de elementos de control.

3.2.2.1.3 *Control Distribuido de Tensión*

En este tipo de estrategia de control, también denominado control local, no existe un despachador de potencia reactiva, en cambio, el operador de la transmisión envía un perfil de voltaje para el lado de alta tensión de las centrales de generación. Cada planta usa controles manuales y automáticos para regular el voltaje en el lado de alta tensión de acuerdo con la capacidad de la unidad de generación [6]. El sistema SCADA se utiliza para la regulación de voltaje y para el balance de potencia reactiva entre las unidades de generación dentro de la planta. Este perfil de tensión se envía también a las subestaciones, las cuales en procura de cumplir dicho voltaje objetivo utilizan los equipos de compensación conmutables y los tap de los transformadores que se encuentran a su disposición.

Estas estrategias se pueden implementar buscando el cumplimiento de algunos de los objetivos que se describen a continuación o una combinación adecuada de ellos, ya sea a través de algoritmos de optimización mono-objetivo o multiobjetivo o de manera manual como en algunos sistemas.

Maximizar Reserva Dinámica de Potencia Reactiva:

A este objetivo es al que normalmente se le debería dar mayor peso en la estrategia de control de tensión por parte de los operadores de red de todo mundo. Con el cumplimiento de esta se garantiza que todos los equipos con capacidad de respuesta de potencia reactiva operen ante la ocurrencia de una falla. Si en la estrategia de control solo se le diera prioridad a mantener tensiones altas en los nodos pilotos de la red, pero dejando de lado las reservas dinámicas, ante la ocurrencia de una falla no se tendrán los recursos suficientes para sobreponerse a dicha falla, poniendo en riesgo la estabilidad de tensión del sistema.

Cumpliendo este objetivo se busca mantener a los equipos como generadores síncronos, compensadores síncronos y FACTS con suficiente margen de operación tanto para entregar reactivos como para absorberlos según sea el requerimiento ante la ocurrencia de una falla. Si la ocurrencia de la falla hace que se desconecte carga, la respuesta natural del sistema será a elevar las tensiones, a causa de los efectos ya vistos, por lo que los equipos de control de tensión con capacidad automática deben compensar el efecto a través de la absorción de potencia reactiva. Si, por el contrario, la ocurrencia de la falla ocasiona una pérdida de generación o que la carga quede alimentada desde una distancia muy larga, el efecto en las tensiones será a la baja, por lo que los equipos dinámicos deberán responder entregando potencia reactiva al sistema. Es por esta razón que para la estabilidad y confiabilidad del sistema de potencia es tan importante mantener tensiones adecuadas como reservas de potencia reactiva.

Minimizar Transporte de Potencia Reactiva:

Este objetivo hace más referencia a búsqueda de minimizar tanto de pérdidas de potencia por efecto Joule, como las caídas de tensión en la red ya que se minimiza el flujo de corriente circulante a través de las líneas de transmisión. Con el cumplimiento de este objetivo se está buscando implícitamente que se priorice el soporte de potencia reactiva de manera local, ya que con esto se disminuye la necesidad de elevar la tensión desde los nodos de envío, incrementando con ello el transporte de potencia reactiva.

Estadísticas de Tensión en Nodos Piloto:

La mayoría de los operadores de red a nivel mundial que emplean dentro de sus estrategias de control de tensión el control jerárquico, basan su solución en minimizar la diferencia entre unos valores de tensión preestablecidos y los valores medidos en tiempo real para los nodos pilotos del sistema. Estos valores pueden ser ajustados de manera manual, sin embargo, en la mayoría de los casos corresponden a valores estadísticos, los cuales garantizan un punto de operación conocido y confiable del sistema.

Estadísticas de Estado de Equipos y Posiciones de TAP's:

Esta otra estrategia corresponde a la verificación del estado operativo de los equipos de compensación estáticos y las posiciones de los tap's respecto a sus estados históricos, de manera que, si para cierta hora del día el estado de un equipo era estar conectado, se le dé prioridad a este equipo para el control de tensión. Esta estrategia es la menos confiable, ya que no tiene en cuenta las condiciones operativas particulares del sistema sino un histórico de los equipos a maniobrar.

Dependiendo del tamaño del sistema de potencial, la implementación de una estrategia u otra parte de las particularidades de cada uno, sin embargo, la mejor práctica para el control de tensión es que se realice a nivel global jerárquico y de manera automática a partir de los resultados de un modelo de optimización que tenga en cuenta cada uno de los objetivos descritos o una combinación adecuada de ellos.

3.3 Control Topológico de la Red

El Control Topológico de la Red se debe principalmente a la naturaleza misma del Sistema Eléctrico de Potencia, pues los equipos que lo conforman (Generadores, Transformadores, Líneas de Transmisión, etc.) están diseñados para ser eventualmente desconectados, ya sea para realizar un mantenimiento o por simple actuación de las protecciones que despajan el equipo ante la ocurrencia de una falla. En cualquiera de estos casos es necesario tomar

acciones de control tanto sobre las variables eléctricas del sistema, como de los demás elementos de la red, de manera que se garantice la continuidad del servicio. Una vez se recupere la disponibilidad del equipo intervenido es necesario realizar nuevamente maniobras para su energización. En todos los casos, la operación sobre dichos equipos se debe realizar de manera coordinada ya que en la mayoría de los sistemas a nivel mundial existen varios agentes en el sistema (Compañías de Generación GENCO's, Compañías de Transmisión TRANSCO's o Compañías de Distribución DISCO's) involucrados en las maniobras.

Adicionalmente este Control Topológico de la Red se refiere también al control sobre el flujo de potencia sobre los equipos del sistema, pues la cargabilidad de estos debe ser monitoreada y controlada en todo momento para evitar sobrecargas en estado estable o bajo condiciones de emergencia ante falla, cubriendo algún criterio de confiabilidad.

3.3.1 Maniobras en Sistemas Eléctricos de Potencia

Realizar maniobras sobre un Sistema Eléctrico de Potencia consiste esencialmente en ejecutar aperturas y cierres de los dispositivos diseñados para tal fin, esto con el objetivo de energizar o desenergizar los equipos eléctricos, sea líneas, transformadores, generadores, equipos de compensación, entre otros.

Estas maniobras se requieren por razones principales, ya sea para realizar mantenimientos, o por necesidades de control, o por acciones de restablecimiento después de un evento.

Las Maniobras por Mantenimientos consisten en la secuencia de apertura y cierre del equipo a intervenir, las cuales son planeadas y programadas con antelación buscando cumplir con los criterios de confiabilidad del sistema ante la ausencia de dicho equipo, y la seguridad de los equipos y personas que intervienen en el mantenimiento en sitio.

Las maniobras realizadas por necesidades de Control o también denominadas Maniobras Operativas son aquellas acciones efectuadas con el objetivo de preservar las condiciones de calidad y seguridad de la operación del sistema eléctrico, como son las acciones de control de voltaje, o las maniobras para realizar cambios topológicos que mejoren las condiciones de los flujos de potencia.

Las Maniobras de Restablecimiento no son más que aquellas maniobras requeridas para la energización o reconexión ya sea de un equipo, un grupo de equipos, una porción de la red o en el caso más grave la totalidad del sistema, los cuales hayan sido sometidos a una desconexión forzada por la ocurrencia de un evento de falla.

Todas estas maniobras requieren de un conocimiento previo tanto de las características de los equipos a maniobrar, como de las subestaciones eléctricas que los agregan, y en general de las particularidades del sistema de potencia.

3.3.1.1 Subestaciones Eléctricas

Una Subestación es un arreglo de equipos eléctricos con la función de unir eléctricamente varios circuitos, proporcionando funciones de maniobra, protección, y supervisión al sistema de potencia. Normalmente están emplazadas en un lugar denominado Patio el cual corresponde al conjunto de equipos de la subestación que manejan un mismo nivel de tensión. Por ejemplo, patio a 115 kV, patio a 220 kV, patio a 500 kV.

Adicionalmente, la subestación consta de un Edificio de control el cual es la edificación donde se ubican los gabinetes donde se disponen los equipos de control, medida y protección, además de los dispositivos para maniobrar los diferentes equipos de la subestación, y la Casetas de relés que es una pequeña edificación opcional para instalar equipos de protección y realizar agrupamiento de señales de medición y de control.

Una subestación como elemento del sistema eléctrico de potencia está desarrollada para suplir ciertas necesidades, como son:

- *Protección:* Las subestaciones tienen los equipos necesarios para detectar las fallas y aislarlas de las fuentes de energía. Esto es indispensable para la seguridad de las personas y la integridad de los equipos.
- *Medida:* Se miden las tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, energía, etc. Esta medición de variables es útil desde el punto de vista operativo y comercial.
- *Maniobra:* Para realizar reconfiguraciones de la red o para retirar de servicio circuitos y equipos para mantenimiento, garantizando la seguridad de las personas y manteniendo la continuidad del servicio.
- *Supervisión y control:* Cuenta con los elementos necesarios para que desde una estación remota se pueda conocer el estado de los diferentes equipos y de las variables eléctricas. También, es posible realizar maniobras en forma remota.

Estas adicionalmente deben cumplir con ciertas propiedades:

- *Flexibilidad:* Es la propiedad de la subestación para acomodarse a las diversas condiciones que se puedan presentar en el sistema, especialmente por cambios operativos, o por contingencias y/o mantenimientos.

- *Confiabilidad*: Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio (interruptor, barraje, etc.).
- *Seguridad*: Es la propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio sin ninguna interrupción durante falla de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad.

Para comprender mejor el funcionamiento de una subestación dentro del sistema de potencia, es necesario conocer inicialmente cada uno de los elementos que la componen. Sin embargo, para el caso puntual de las maniobras, existen algunos elementos que son los que intervienen en este proceso como son las denominadas bahías que no son más que el conjunto de equipos que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de un barraje a otro. Las bahías están constituidas por seccionadores e interruptores.

Seccionadores: Son elemento de maniobra los cuales proporciona un corte visible como requisito de seguridad indispensable para la intervención de los equipos eléctricos. Estos tienen como función principal aislar o transferir equipos. También existen los denominados seccionadores de puesta a tierra los cuales ofrecen un camino de baja impedancia para el retorno de corriente con el fin de proporcionar seguridad al personal que se encuentre en patio. Como premisa fundamental, estos equipos no deben ser operados bajo carga dado que no tienen la capacidad de interrumpir la corriente sin que se presente un arco eléctrico, a comparación de los interruptores.

Interruptores: Son elementos de conexión o desconexión de circuitos eléctricos. Su función la cumple en dos situaciones diferentes. La primera corresponde a Maniobra bajo la cual se opera dicho interruptor para la conexión o desconexión de circuitos con un flujo de corriente que no es muy superior a la corriente nominal del circuito. La segunda corresponde a Protección en la cual el interruptor se acciona para la desconexión de un circuito que se encuentre bajo condiciones de falla, generalmente se interrumpe una corriente muy superior a la corriente nominal del circuito. La principal característica que debe tener el interruptor es su capacidad de extinguir el arco eléctrico para lo cual se vale de algún medio dieléctrico como puede ser aceite, aire comprimido, vacío o Hexafluoruro de Azufre (SF₆). El mecanismo para su operación puede ser neumático, hidráulico y por resortes. Su funcionamiento se basa en cortar o interrumpir el flujo de corriente en alguno de los equipos del sistema buscando minimizar el arco eléctrico que se presenta el abrir el medio conductor.

3.3.1.1.1 Configuraciones de Subestaciones

Existen diversidad de configuraciones para el emplazamiento de una subestación eléctrica, la cual depende entre muchos factores del factor económico, pues entre más sencilla sea menos costosa será la inversión. Otro factor al que se le da peso es respecto a la confiabilidad y flexibilidad al momento de realizar la intervención por mantenimiento de alguno de los equipos de la subestación.

Subestación de Barra Sencilla:

Es una subestación económica respecto a su montaje e instalación, es fácil de proteger, ocupa poco espacio y dada su simplicidad no presenta mayores posibilidades de operación incorrecta. Sin embargo, presenta falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, teniendo así que suspender el servicio en forma continua cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra, o del circuito cuando la revisión es en el interruptor. En caso de bloqueo de un interruptor y presentarse una falla sobre ese circuito, se presentará operación de la protección 50BF o 87B, por lo que ante el bloqueo de un interruptor es necesario desenergizar toda la subestación y el extremo remoto del circuito.

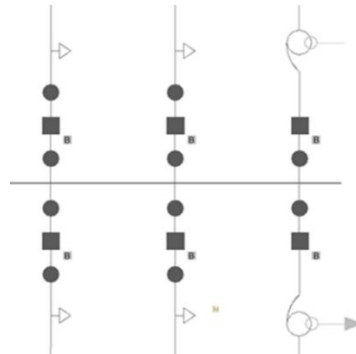


Figura 3.41. Subestación Típica de Barra Sencilla.

Subestación de Barra Principal más Barra de Transferencia:

Bajo esta configuración cada campo de conexión se puede conmutar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando de esta manera el servicio del campo respectivo durante el mantenimiento del interruptor o cuando se presenten fallas de este, lo que demuestra la buena confiabilidad de la subestación bajo estas circunstancias. Con esta configuración solo se utiliza la transferencia en el caso que se requiera intervenir una bahía sea por falla o mantenimiento. Cuando esto ocurre, las protecciones quedan transferidas automáticamente a la bahía de transferencia.

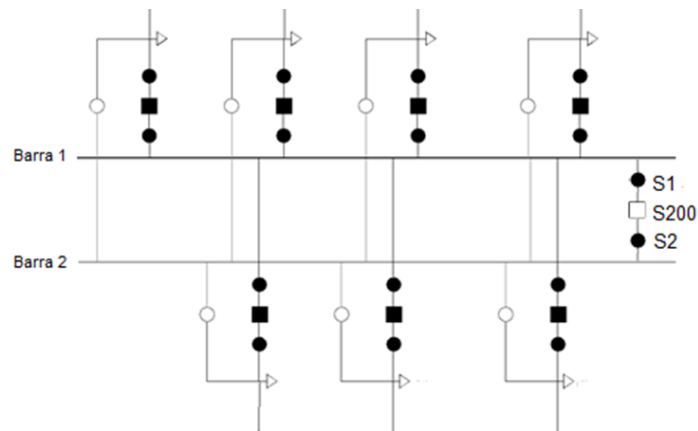


Figura 3.42. Subestación Típica de Barra Principal más Barra de Transferencia.

Subestación de Doble Barra:

Esta configuración es flexible y confiable pues permite separar circuitos en cada una de las barras. No es segura cuando se presentan fallas en barras e interruptores. Es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio. Para efectuar el mantenimiento de los interruptores se debe sacar de servicio la respectiva bahía. Bajo condiciones normales de operación se debe operar en las dos barras distribuyendo adecuadamente las bahías para que ante falla en una de las barras, la otra quede en servicio.

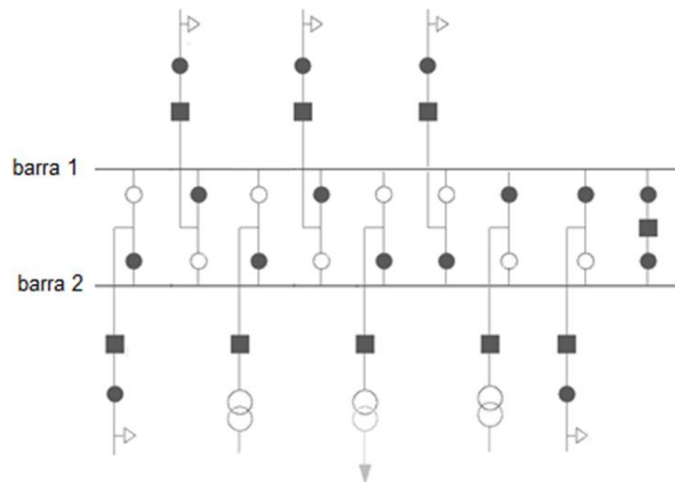


Figura 3.43. Subestación Típica de Doble Barra.

Subestación de Doble Barra con seccionador de "Bypass":

Bajo esta configuración el mantenimiento de los interruptores puede realizarse manteniendo la respectiva acometida en servicio. Sin embargo, la flexibilidad operativa presenta la restricción de que cuando se usa una barra como barra de transferencia, las demás bahías deben conectarse todas a la barra restante, pues el interruptor de acoplamiento se usa para

transferencia. En este caso cualquiera de las barras puede usarse como transferencia, pero exige un sistema de enclavamiento de seccionadores relativamente complejo. Esta configuración requiere un mayor número de equipos por campo, presentándose así mismo mayor posibilidad de operación errónea durante maniobras.

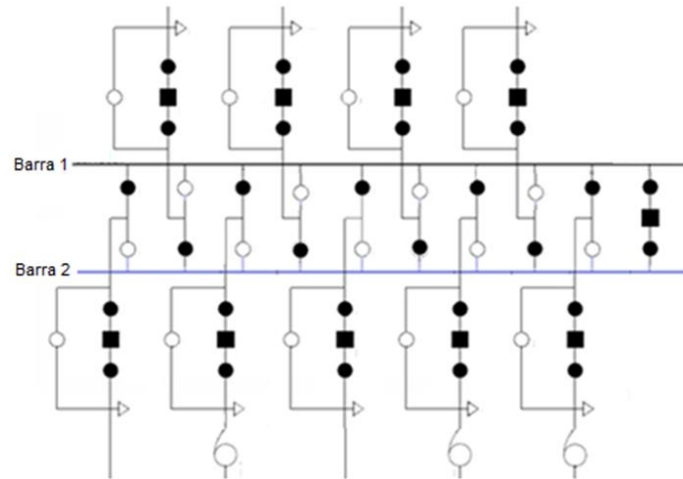


Figura 3.44. Subestación Típica de Doble Barra con Seccionador de Bypass.

Subestación de Doble Barra con seccionador de transferencia:

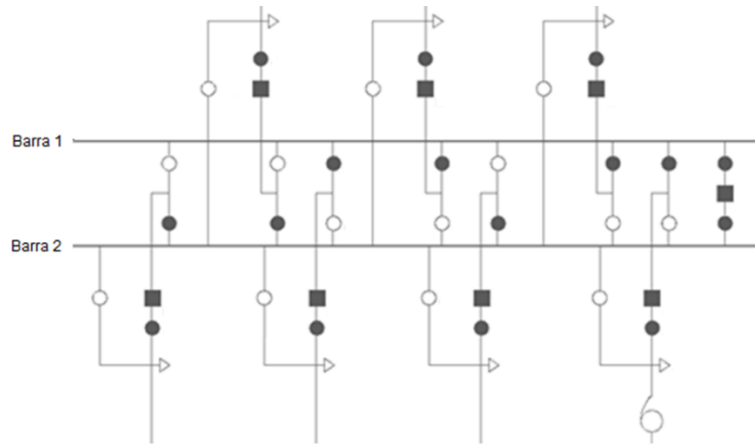


Figura 3.45. Subestación Típica de Doble Barra con Seccionador de Transferencia.

Esta configuración es una variante de la anterior, es menos costosa al utilizar un seccionador menos. La desventaja que presenta es que tiene las mismas características de la doble barra con seccionador de “bypass”, pero sin la flexibilidad de poder realizar la transferencia a través de cualquiera de las dos barras. En este caso solamente la barra 2 puede utilizarse como transferencia.

Subestación de Interruptor y medio:

Se tienen tres interruptores por cada dos salidas, el cual se denomina diámetro. Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio. Una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito. Es segura y confiable tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Sin embargo, no es flexible debido a que se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados. El hecho de tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas, como en el caso de la doble barra. Si en algún momento se tiene intervenido alguno de los interruptores del lado de barra se presenta el riesgo de doble contingencia, pues dos de los circuitos estarían operando con los mismos interruptores.

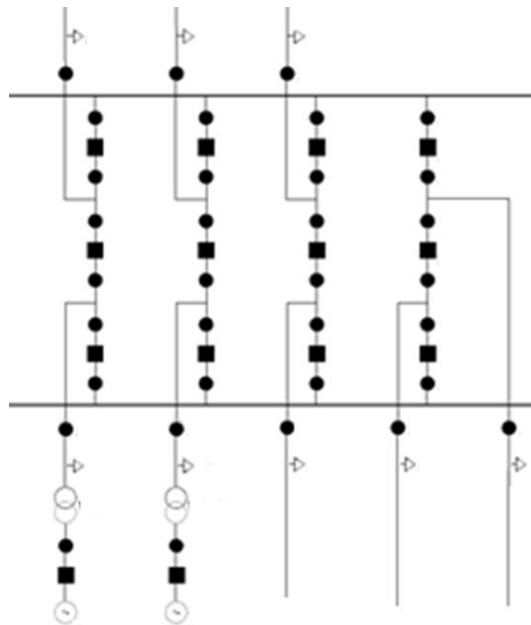


Figura 3.46. Subestación Típica de Interruptor y Medio.

Subestación en Anillo:

Es económica, segura y confiable si todos sus interruptores están cerrados. Esta configuración pierde confiabilidad si alguna de las bahías se encuentra abierta, pues al presentarse la contingencia de otro circuito, la subestación queda seccionada en dos subestaciones incrementando el riesgo de desatención de demanda. Desde el punto de vista de la flexibilidad, la subestación es similar a una barra sencilla. Para efectos de distribución de corrientes, los circuitos conectados al anillo se deben distribuir de tal manera que las fuentes de energía se alternen con las cargas. La barra colectora es un anillo conformado por interruptores. Para aislar un circuito se requiere la apertura de los dos interruptores. Para aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de la línea para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.

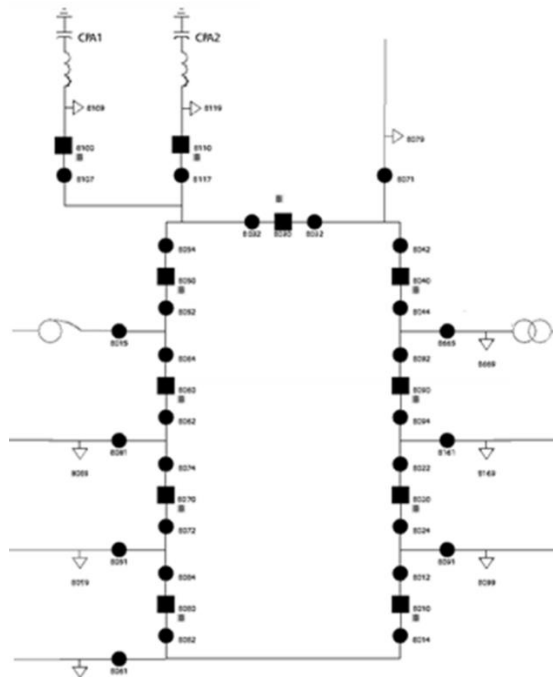


Figura 3.47. Subestación Típica en Anillo.

Cada una de las configuraciones de subestaciones mostradas presenta particularidades al momento de realizar maniobras, ya sea para intervenir equipos por mantenimiento o para normalización después de un evento, sin embargo, se tienen ciertos criterios o generalidades al momento de maniobrar los equipos del sistema de potencia.

Como se mostró anteriormente, para la realización de maniobras se deben tener en cuenta los fenómenos que intervienen en el sistema debido a la naturaleza de este y las leyes físicas inherentes. Se debe tener conciencia de la redistribución de flujos al momento de realizar la apertura de un circuito o de un transformador, procurando que no se vayan a presentar sobrecargas o variaciones bruscas del voltaje. Igualmente se debe tener en consideración el efecto de las tensiones cuando se van a maniobrar circuitos de gran longitud en los que el efecto capacitivo sea considerable ya que pueden presentar sobretensiones en el instante en que esté energizado sólo desde un extremo.

3.3.2 Criterios de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La seguridad en un sistema eléctrico de potencia se refiere al grado de riesgo en capacidad de sobrevivir de un sistema de potencia ante una inminente perturbación (contingencia) sin interrupción del suministro de energía a sus usuarios [7], [8].

Mantener un sistema seguro siempre será el principal objetivo de los operadores de los sistemas de potencia, cuando un sistema es inseguro se expone a que las fallas en el sistema tengan consecuencias, como grandes pérdidas económicas, disminución de la vida útil de equipos e incluso en algunos casos, pudiendo poner en riesgo usuarios del sistema.

Para garantizar que un sistema eléctrico sea suficientemente seguro, es decir, que exista una probabilidad aceptable del funcionamiento satisfactorio, el sistema debe estar debidamente planeado y se debe realizar una supervisión y control en tiempo real para asegurar que se mantenga un margen de seguridad en todo momento.

A nivel mundial los diferentes ISO's implementan tanto criterios determinísticos como probabilísticos para la evaluación de seguridad y confiabilidad. En el determinístico, en el contexto del criterio N-1, se utiliza el principio básico de la falla de un componente. Se observa que criterios más robustos están condicionados al análisis del impacto y severidad de una falla de un $N > 1$. Por ejemplo, en los mercados de Estados Unidos la NERC utiliza como base el criterio N-1, pero los diferentes entes regionales que coordinan y monitorean la confiabilidad, así como los mismos operadores, pueden implementar criterios más robustos en su área de operación o zonas particulares. El California ISO (CAISO) aplica un criterio N-2, pero diferencia entre activos de generación y transmisión. En el análisis de confiabilidad se considera la pérdida de los dos elementos (un activo de generación y uno de transmisión). En el caso del New York ISO (NYISO) y Pennsylvania, New Jersey, Maryland ISO (PJM) también se utiliza un criterio más robusto. En este último se evalúa el criterio N-2 para identificar fallas en cascada.

Cabe destacar que normalmente se utiliza el concepto de diseñar listas de contingencias para identificar las más frecuentes y severas (en función de su probabilidad de falla). En cuanto a los criterios probabilísticos, los mercados de Estados Unidos utilizan el criterio de pérdida de carga esperada (LOLE por sus siglas en inglés) en el que se establece un máximo de 24 horas en 10 años.

Brasil utiliza el criterio de probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés). En mercados como Colombia y Australia, se establece un límite de Energía No Suministrada (ENS) o el valor de la pérdida de carga (VOLL por sus siglas en inglés). En Chile, la aplicación del criterio de confiabilidad está condicionada a la ocurrencia de la falla y su costo en la que no necesariamente se considera redundancia en los activos de transformación.

De esta manera el criterio de confiabilidad se establece para garantizar la operación segura y confiable del sistema para garantizar que este sea capaz de soportar la salida de servicio de cualquier equipo ante falla.

Buscando satisfacer este criterio de confiabilidad surgen dos tipos de restricciones: Las Restricciones Eléctricas y las Restricciones Operativas.

Restricciones Eléctricas: Están asociadas a limitaciones que se presentan en la operación del sistema, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica como límites térmicos admisibles de equipos de transporte o transformación.

Restricciones Operativas: Están asociadas con las exigencias operativas para cumplir con los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad en el suministro. Estas restricciones se presentan comúnmente en la operación de tiempo real asociadas a requerimientos de potencia reactiva, en estado estacionario y post contingencia ante cualquier N-1, de forma que pueda garantizarse estabilidad por tensión.

3.4 Referencias

[1] P. Kundur, "Power System Stability and Control". Electric Power Research Institute, McGraw-Hill, 1994.

[2] Pierik, De Haan Morren, "Inertial response of variable speed wind turbines," Elsevier, Electric Power Systems Research, vol. 76, pp. 980-987, Jan 2006.

[3] Li P., Ooi B.T. Keung P.-K, "Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support," IEEE Transactions on Power Systems, Vol 24, No. 1, Feb. 2009, vol. 24, no. 1, Feb. 2009.

[4] John J. Grainger, William D. Stevenson. "Análisis de Sistemas de Potencia". McGraw-Hill. 1996.

[5] S. Corsi. "Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems: From System Components to Wide-Area Control". London: Springer-Verlag. 2015.

[6] C. W. Taylor, et al. "Discussion of "Reactive power as an ancillary service" [and closure]". IEEE Transactions on Power Systems. vol. 17. 2002.

[7] IEEE/CIGRE, “Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, “Definition and Classification of Power System Stability”. IEEE/CIGRE, vol. Technical Brochure No. 231, 2003.

[8] M. Pavella, D. Ernst y D. Ruiz-Vega, “Transient Stability of Power Systems – A Unified Approach to Assessment and Control”. Kluwer Academic Publishers. 2000.

4 FUNCIONAMIENTO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Existen diversas maneras para obtener energía de la naturaleza, en esencia se aprovecha algún fenómeno recurrente como puede ser Calor, Viento o Agua, y se aplica alguna tecnología para extraer su energía y convertirla en energía eléctrica ya sea a través de un dínamo o generador eléctrico, un flujo de electrones o mediante la producción de calor.

Básicamente, esta energía eléctrica se obtiene a través de un proceso de conversión de energía, donde la energía primaria puede ser obtenida de múltiples fuentes:

- Energía Química:
- Energía Nuclear:
- Energía Potencial:
- Energía Cinética:
- Energía Fotovoltaica:
- Energía Termo solar:
- Energía de la Biomasa:

Las Energías Renovables son aquellas que no se consumen ni se agotan en sus procesos de transformación y aprovechamiento, y que además generan impactos medioambientales significativamente pequeños o nulos respecto a las fuentes de energía convencionales que utilizan hidrocarburos.

Estas Energías Renovables pueden ser clasificadas en dos grandes grupos: convencionales y no convencionales. Dentro de las primeras, la más difundida es la energía hidráulica a gran escala ya que su recurso primario puede ser regenerado mediante el ciclo natural de lluvias, y se considera convencional porque ha sido utilizada desde hace años para la generación de energía eléctrica. Las segundas son aquellas que debido a que no utilizan combustibles para su transformación de energía, no generan impactos negativos contra el medio ambiente y que a la fecha aún poseen un gran potencial de desarrollo ya que están basadas en tecnologías emergentes, son consideradas no convencionales.

Algunas características de estas fuentes son:

- *Son Limpias*: No emiten gases de efecto invernadero en el proceso de generación.
- *Son Autóctonas*: La energía primaria utilizada (sol, viento, agua) son accesibles en todo el mundo.
- *Son Inagotables*: Energía primaria infinita, a diferencia de los combustibles fósiles.
- *Son Económicamente Competitivas*: Tecnologías con competitividad creciente; sus costos evolucionan a la baja.
- *Reducen la Dependencia Económica*: Al disminuir la dependencia de combustibles externos, cuyos costos y disponibilidad varían según políticas externas.
- *Políticas Favorables*: Las decisiones acordadas en el COP21 han respaldado el desarrollo de este tipo de tecnologías.

4.1 Definición de FERNC y DER

Centrando la atención ahora en la categoría de las Fuentes de Energía Renovable No Convencionales FERNC, se puede enmarcar dentro de estas un nuevo grupo: Los Recursos Energéticos Distribuidos (*Distributed Energy Resources - DER*). La diferenciación se hace básicamente debido al tamaño de las plantas, ya que ambas tienen en esencia las mismas características. Las FERNC se refieren puntualmente a los proyectos a gran escala, mientras que las DER son los proyectos de menor tamaño y ubicadas cerca o dentro de los centros de consumo.

4.1.1 Fuentes de Energía Renovable No Convencionales FERNC

Se le llaman Fuentes de Energía Renovable No Convencionales a las fuentes de energía naturales que se consideren inagotables ya sea por la enorme cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales y en periodos de tiempo relativamente cortos, poseen un factor de contaminación muy pequeño o nulo y la tecnología aplicada para la obtención o transformación de la energía está basada en Electrónica de Potencia.

Dentro de las Fuentes de Energía Renovable No Convencionales instaladas a nivel mundial y las que aún tienen potencial de desarrollo se encuentran: la energía solar fotovoltaica, la energía solar térmica, la energía eólica, la energía de la biomasa, la energía geotérmica, la energía mareomotriz, la energía undimotriz, la energía osmótica, la energía hidráulica de pequeña escala, entre otras.

4.1.2 Recursos Energéticos Distribuidos DER

En la actualidad no existe un consenso a nivel mundial para determinar que son los Recursos Energéticos Distribuidos, sin embargo, algunas entidades normativas se atreven a dar su definición. Por ejemplo, la Comisión Federal de Regulación de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission - FERC*) define que es toda fuente de energía que se encuentra en el sistema de distribución, en cualquier subsistema de este o detrás de un medidor de cliente. Estos recursos pueden incluir, entre otros, recursos de almacenamiento eléctrico, generación distribuida, almacenamiento térmico y vehículos eléctricos. Por otro lado, la Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (*The North American Electric Reliability Corporation - NERC*) dice que es cualquier recurso en el sistema de distribución que produce electricidad. La Asociación Nacional de Regulación de Empresas de Servicios Públicos (*National Association of Regulatory Utility Commissioners - NARUC*) establece que DER es un recurso ubicado cerca de los clientes que puede satisfacer todas o algunas de sus necesidades inmediatas de electricidad y energía y el sistema también puede utilizarlo para reducir la demanda (como la eficiencia energética) o para satisfacer las necesidades de energía, capacidad o servicio auxiliar de la red de distribución.

Algunos operadores independientes de sistemas eléctricos definen los DER de acuerdo con su capacidad, en el caso de *New England ISO* son todos los generadores con capacidad inferior a 5 MW, otros dicen que son los recursos que entregan energía al sistema de distribución. A pesar de esto, la tendencia es clara, los Recursos Energéticos Distribuidos para la mayoría los operadores a nivel mundial son recursos conectados a niveles de tensión inferiores a 69 kV.

Sin embargo, se debe hacer claridad al respecto: DER no es lo mismo que Generación Distribuida, ya que esta se refiere a fuentes de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en las instalaciones de los consumidores, mientras que DER es una forma de producir electrones, independientemente si es un generador o un sistema de almacenamiento, los cuales incluyen las baterías, la respuesta a la demanda, los vehículos eléctricos, entre otros.

4.2 Tecnologías de Generación

En física, la energía se define como la capacidad de un cuerpo o sustancia para realizar un trabajo. Atendiendo a aspectos tecnológicos y económicos, la energía se refiere a un recurso

natural que adecuadamente manipulado y transformado es capaz de realizar un trabajo, es decir, a su transformación se le puede dar un uso industrial. Toda transformación del recurso natural para producir trabajo tiene un impacto, mayor o menor, sobre el medio ambiente. La cantidad disponible de recursos naturales susceptibles de realizar trabajo es lo que se conoce como “recursos energéticos”.

La actividad de generación consiste, de forma simplificada, en transformar una energía primaria, mediante una tecnología concreta, en energía eléctrica. Cada tecnología de generación tiene su propia estructura de costes y características técnicas:

- Cada tecnología resulta especialmente adecuada técnica y económicamente para prestar un servicio concreto en relación con la cobertura de la demanda eléctrica.
- Todas las tecnologías son necesarias, ya que se complementan para suministrar de la forma más adecuada posible, en términos de costos y seguridad de suministro, la energía que se demanda en cada momento.

Cuando se hace referencia a la Tecnología de Generación se está hablando específicamente a los mecanismos para aprovechar y convertir la energía primaria (nuclear, térmica, hidráulica, eólica, solar, etc.) en electricidad.

4.2.1 Energía Solar Fotovoltaica

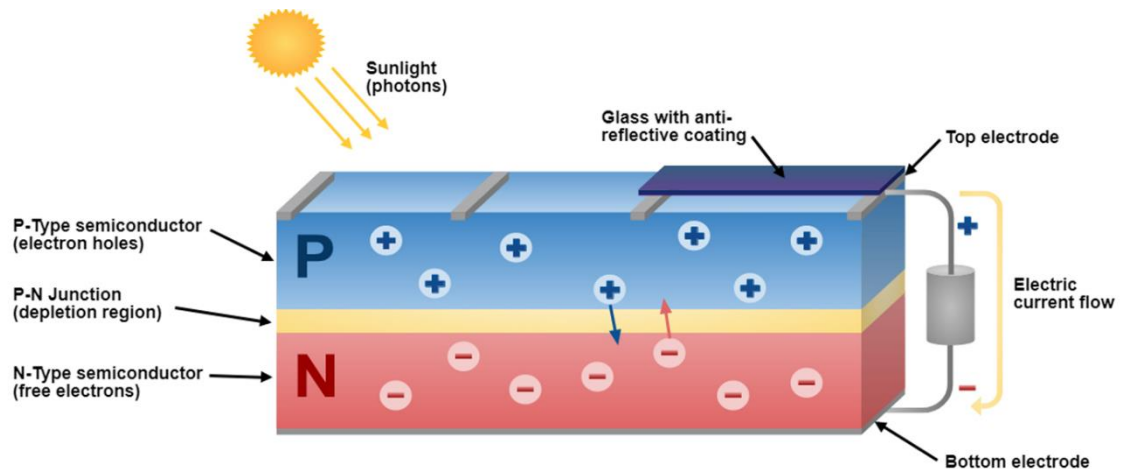
La mayor parte de la energía irradiada por el sol es transportada mediante ondas electromagnéticas en paquetes de energía llamados fotones, en una amplia gama de longitudes de onda, las cuales se desplazan en el espacio vacío a una velocidad aproximada de 300 000 km/s, tardando solamente ocho minutos en recorrer los 150 millones de kilómetros que hay entre el Sol y la Tierra.

Cada segundo el Sol irradia en todas las direcciones del espacio una energía de 4×10^{26} julios, esto es, genera una potencia de 4×10^{23} kilovatios. En el breve lapso de un solo segundo, el Sol irradia mucha más energía que la consumida por todo el género humano desde sus albores hasta nuestros días. Sin embargo, sólo una pequeña parte de esta energía es aprovechada para ser convertida en energía eléctrica aprovechando el efecto fotoeléctrico para su conversión.

El efecto fotoeléctrico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero la primera célula solar no se construyó sino hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quien recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de sólo un 1%.

La era moderna de la tecnología para el aprovechamiento de la energía solar surgió a partir del año 1954 cuando los Laboratorios Bell descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz. Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de aproximadamente el 6%.

El efecto fotoeléctrico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal y en su trayectoria formar una corriente en un circuito eléctrico.



Fuente: <http://www.apricus.com/solar-pv-systems-pv-panels-19.html#.XVSb2OhKjIU>

Figura 4.1. Funcionamiento de una Célula Fotovoltaica.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea el flujo de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello por lo que estas células se fabrican a partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía. Además de los semiconductores, las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los electrones del

semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulante transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

Estas células, conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico.

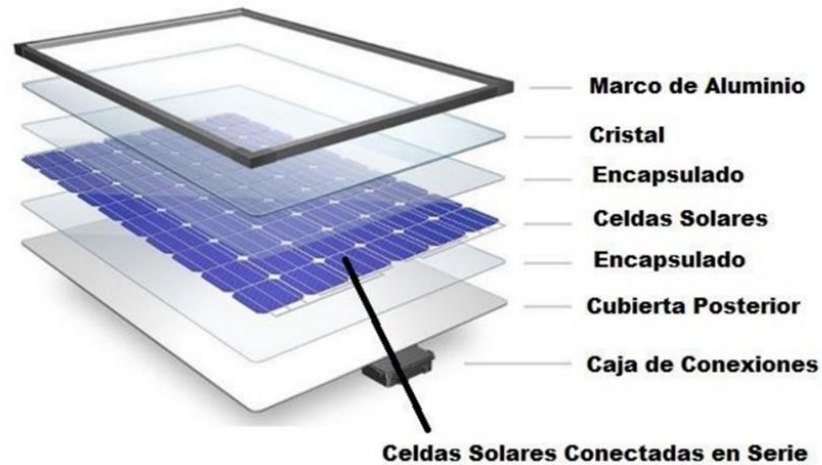


Figura 4.2. Composición del Panel Solar.

El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace que la energía solar fotovoltaica sea más competitiva frente a otras fuentes como la energía de origen fósil.

Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y se conectan en serie y/o paralelo para producir cualquier combinación de corriente y tensión. Entre más celdas se tengan conectadas en serie, mayor será el voltaje obtenido en terminales, mientras más celdas sean conectadas en paralelo, se tendrá mayor capacidad de corriente.

4.2.1.1 Radiación Solar

La mayor parte de los fotones emitidos por el Sol tienen una longitud de onda comprendida entre $0,3 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$, aunque solamente las que van desde $0,4 \mu\text{m}$ a $0,7 \mu\text{m}$ son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce como luz visible. La luz no visible emitida por el Sol, esto es, la radiación con longitud de onda menor que $0,4 \mu\text{m}$ o mayor que $0,7 \mu\text{m}$, transporta también una considerable cantidad de energía, que es preciso

tener en cuenta. Casi un 40 % de la radiación que alcanza la superficie de la tierra lo hace no en forma de luz visible sino como radiación infrarroja.

El valor medio de la Constante Solar es de 1367 W/m^2 , aunque puede variar debido a que la distancia entre la Tierra y el Sol no es constante, debido a que la órbita terrestre es elíptica, estando la Tierra más cerca del Sol en diciembre y enero, y más alejada en junio y julio.

No toda la radiación solar interceptada por la Tierra llega hasta su superficie, debido a que la capa atmosférica supone un obstáculo al libre paso de la radiación mediante diversos efectos, entre los que cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire atmosférico.

La irradiación E, es la cantidad total de energía radiante que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Corresponde a una medida de la energía incidente sobre dicha superficie, expresada normalmente en megajulio.

La intensidad radiante I, también denominada irradiancia, es la energía que incide por unidad de tiempo y de superficie. La intensidad sobre la superficie varía en la misma proporción que lo hace la energía E.

$$I = \frac{E}{S \cdot t} \quad (4.1)$$

Es esta irradiancia la que finalmente es transformada en electricidad mediante la operación de los paneles solares.

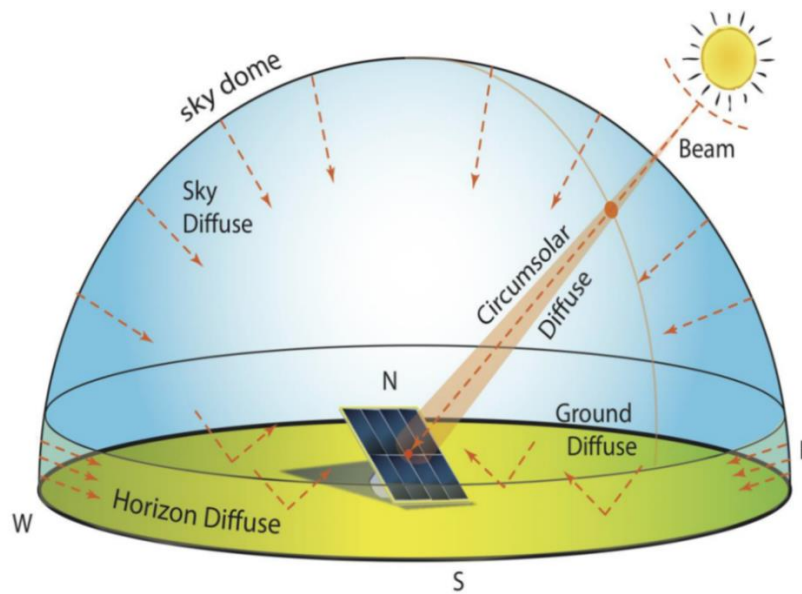


Figura 4.3. Radiación Global Horizontal.

La radiación global horizontal se calcula con la radiación normal directa y la radiación difusa. Si bien la temperatura impacta la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, lo más relevante para este tipo de generación es la radiación.

La cantidad de energía debida a la radiación directa que una superficie expuesta a los rayos solares puede interceptar dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie. Si la superficie es perpendicular a los rayos, este valor es máximo, disminuyendo a medida que disminuye dicho ángulo.

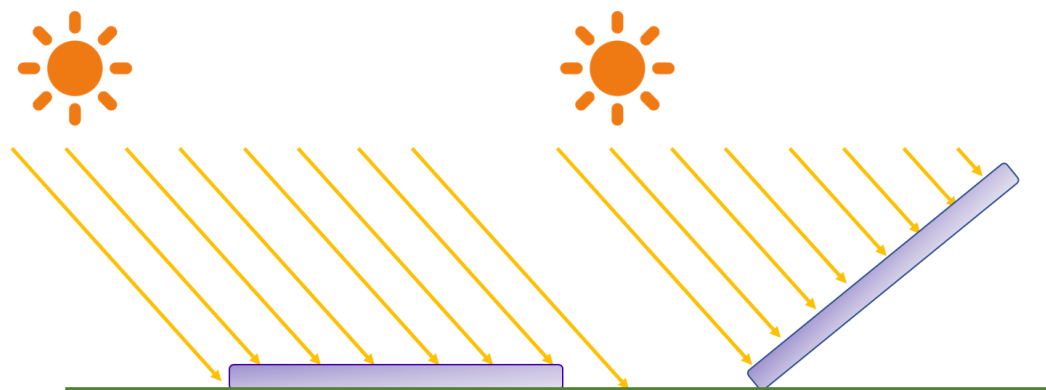


Figura 4.4. Efecto de la Inclinación del Panel Solar.

De la Figura 4.4. se puede ver como a medida que aumenta la inclinación de la superficie y con ello el ángulo de incidencia, la cantidad de rayos de luz que inciden aumenta, pasando,

a manera de ejemplo, de un valor de seis rayos en el esquema de la izquierda a ocho rayos en el esquema de la derecha.

Este efecto de inclinación es la causa por la que los rayos solares calientan mucho más al mediodía que en las primeras horas de la mañana o últimas de la tarde, ya que en estos últimos casos el ángulo que forma el rayo con la normal a la superficie es grande, por tanto, la intensidad es pequeña.

La diferente inclinación de los rayos solares es asimismo la causa por la que las regiones de latitudes más altas, polares, reciben mucha menos energía que las más cercanas al ecuador. El ángulo óptimo de inclinación de los paneles depende de la latitud de donde estén ubicados los sistemas fotovoltaicos. Hay tecnología con sistema de seguimiento solar que buscan optimizar la incidencia de radiación para un mayor aprovechamiento, la cual está inspirada en la naturaleza que busca la trayectoria del sol con el objetivo de captar una mayor energía.

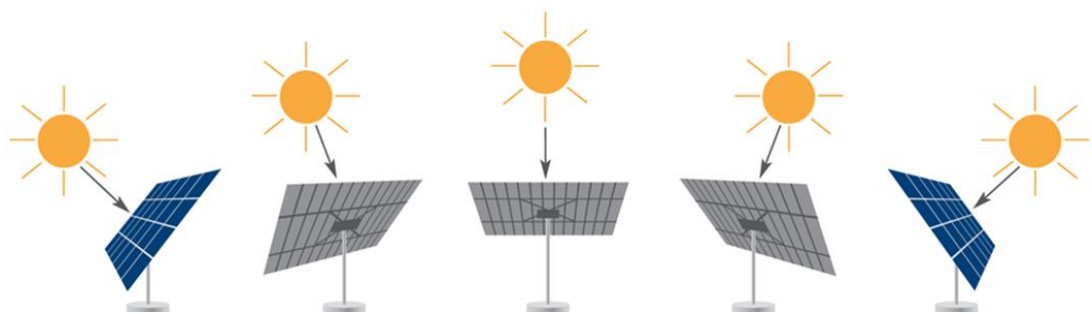


Figura 4.5. Sistema de Seguimiento Solar.

Según cálculos de Fraunhofer ISE los sistemas DEGER producen un rendimiento adicional cercano al 43% sobre los sistemas fijos.

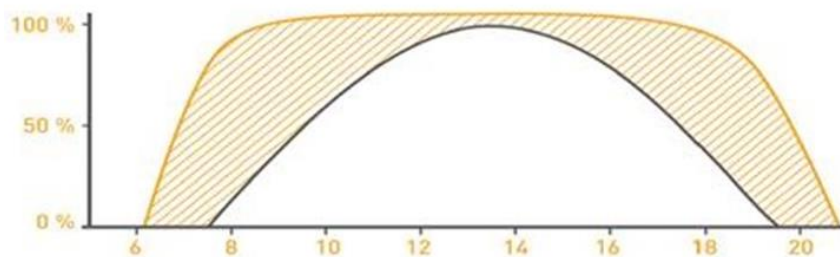


Figura 4.6. Ventaja de Rendimiento del Sistema de Seguimiento Solar.

En la figura 4.6. se puede notar como al momento en que el sol empieza a mostrarse en el cielo, empieza la producción de energía solar fotovoltaica, presentando su pico de producción en las horas de medio día. Con el sistema de seguimiento es posible incrementar la eficiencia

ya que durante la mayor parte del día los paneles se pueden posicionar perpendicularmente a la incidencia de los rayos solares.

4.2.1.2 Operación de los Paneles Solares

La curva de potencia tiene un máximo donde la celda solar opera con su potencia de diseño. La potencia se obtiene como el producto entre el voltaje y la corriente que entrega el módulo y mediante la actuación de un sistema de control se mantiene la producción en su punto de máxima potencia. Si a partir de este punto se incrementa el voltaje entregado, la corriente caería drásticamente, disminuyendo la potencia de salida del módulo. La Figura 4.7. muestra esta característica.

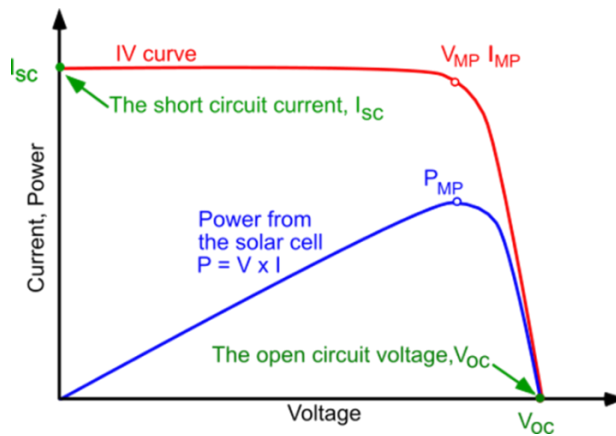


Figura 4.7. Características de Operación de los Módulos Solares.

La corriente de corto circuito aumenta casi linealmente con la radiación; a su vez, el voltaje de corto circuito aumenta ligeramente. Esto causa que la potencia entregada aumente en función de la radiación [1].

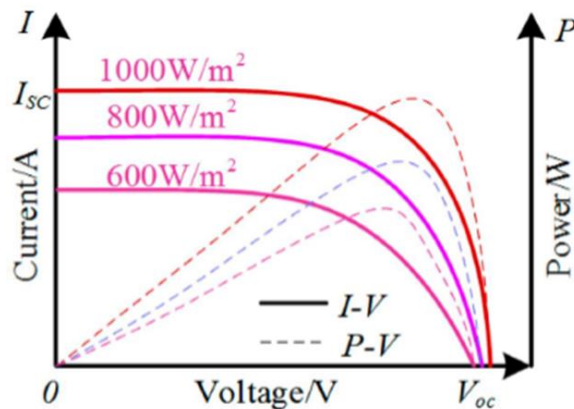


Figura 4.8. Curvas de Operación para Diferentes Valores de Radiación Solar.

En la Figura 4.8. se muestra el comportamiento de la potencia de salida para diferentes valores de la radiación.

De igual forma, la potencia entregada por el panel depende de la temperatura. En esta se tiene que a medida que aumenta la temperatura, aumenta ligeramente la corriente de corto circuito y decrece fuertemente el voltaje de circuito abierto. Esto hace que a medida que aumenta la temperatura, disminuye la potencia de salida [1]. Este efecto se muestra en la Figura 4.9.

De lo mostrado en estos dos últimos efectos de la radiación solar y la temperatura en la operación de los paneles solares se puede evidenciar la volatilidad de la producción de una planta de generación fotovoltaica. La radiación puede ser interrumpida por condiciones adversas del clima, que de no ser previstas mediante pronósticos meteorológicos finos puede impactar la atención de la demanda del sistema de potencia.

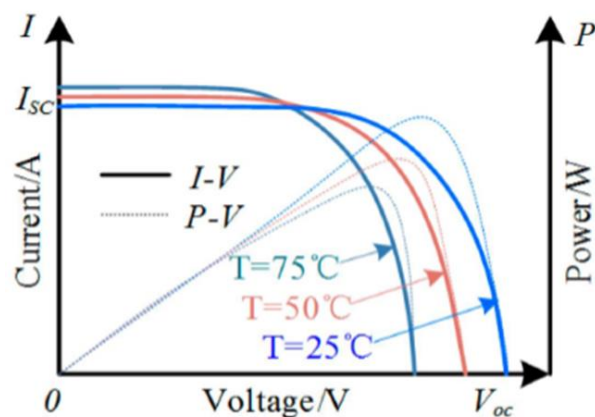


Figura 4.9. Curvas de Operación para Diferentes Valores de Temperatura.

Las celdas solares son capaces de generar cada una de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0.46 a 0.48 Voltios. Estas celdas se colocan en serie sobre paneles o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado a las aplicaciones eléctricas; los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente continua, que se almacena en acumuladores, para que pueda ser utilizada fuera de las horas de luz. Los módulos fotovoltaicos admiten tanto radiación directa como difusa, pudiendo generar energía eléctrica incluso en días nublados.

Un generador fotovoltaico comprende una variedad de componentes tales como: Módulos, estructuras de soporte, diodos de “bypass”, diodos de bloqueo, fusibles, cables y terminales, dispositivos de protección contra sobretensiones, seccionadores o interruptores y cajas de conexión.

Los módulos pueden, en principio, tener cualquier tipo de asociación de células en serie o paralelo, aunque la mayoría de los comerciales disponibles tienen 20 V de tensión de circuito abierto (VOC) y, aproximadamente, 3 A de corriente de cortocircuito (ISC) en condiciones normales de prueba (*Standard Test Conditions - SRC*).

A la asociación de varios módulos en serie se le denomina “hilera” o rama. En hileras de módulos con tensiones de circuito abierto más altas que 30 V, es necesario instalar en antiparalelo con ellas, diodos de “bypass” que permiten un camino alternativo a la corriente alrededor de una asociación serie de células cuando alguna de las células que conforman dicha hilera está parcialmente sombreada o destruida. Normalmente los fabricantes de módulos incorporan en cada módulo uno o dos de estos componentes.

Los diodos de bloqueo se instalan en serie con cada hilera o conjunto de hileras para prevenir las pérdidas debidas a la inversión de corriente cuando el generador fotovoltaico está conectado a una fuente de tensión como por ejemplo una batería, en situación de no iluminación. No obstante, para el caso de los módulos de silicio mono y multicristalino, suele ser mayor la energía perdida por caída de tensión en funcionamiento normal por lo que su uso en general está desaconsejado, aunque en el caso de grandes instalaciones, cuando existen muchas ramas en paralelo, es conveniente disponer en serie con cada rama de un diodo de bloqueo para impedir que las ramas menos iluminadas actúen como cargas de las más iluminadas, en situación de cielo parcialmente nublado.

Los fusibles protegen a los conductores de sobrecorrientes y se pueden instalar cuando el generador fotovoltaico está compuesto de varias hileras o ramas en paralelo. No obstante, en un diseño adecuado del cableado de un generador fotovoltaico está conectado a red, los cables o conductores que lo conforman deberán tener la suficiente sección para permitir el paso de la máxima corriente generada, intensidad de cortocircuito de la rama o ramas en paralelo asociadas, sin sobrecalentarse o sin presentar caídas de tensión.

Por todo ello, la mayoría de las veces que se utilizan fusibles en serie con las ramas de un generador fotovoltaico, van asociados a seccionadores que permitirán aislar dicho generador fotovoltaico del equipo o equipos a él conectados.

Otros componentes fundamentales son los varistores o dispositivos de protección contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas. Estos actúan como verdaderos fusibles de tensión y se instalan en general entre los terminales positivo y negativo de una rama o asociación de ramas y entre cada uno de dichos terminales y la tierra de todas las masas metálicas del generador o sistema fotovoltaico.

Finalmente, la estructura soporte del generador fotovoltaico sirve para unir y dotar de rigidez la asociación serie/paralelo de módulos que lo componen. Deberá estar diseñada para soportar todas las cargas mecánicas que pudieran presentarse en cada caso: viento, nieve, contracciones y dilataciones por cambios de temperatura, etc.

En resumen, el comportamiento de los Generadores Solares Fotovoltaicos presenta las siguientes características:

Capacidad de soportar perturbaciones en la tensión:

- LVTR: las máquinas antiguas desconectan a partir de cierto nivel de hueco de tensión dependiendo de fabricante, no obstante, hoy ya se fabrican con capacidad LVTR.
- HVTR: las máquinas antiguas suelen desconectarse con tensiones mayores a 1,10 p.u, no obstante, las máquinas modernas soportan sobretensiones mayores dependiendo del fabricante

Capacidad de soportar perturbaciones en la frecuencia:

- Sí.

Capacidad de soportar gradientes de frecuencia:

- Dependiendo de fabricante suelen tener un límite de capacidad que se sitúa por encima de 2 Hz/s

Capacidad de aportar corriente de cortocircuito:

- Para Fallas Equilibradas: en el instante de aparición de la falla no aportan, pero si son maquinas modernas, posteriormente pueden aportar hasta la corriente nominal.
- Para Fallas Desequilibradas: no aporta secuencia inversa ya que aporta corriente equilibrada siempre como fallas equilibradas.

Capacidad de regulación dinámica de la tensión (AVR):

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

Capacidad de Regulación potencia-frecuencia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide

Capacidad de Aporte de inercia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide, siempre y cuando sea utilizado almacenamiento energético que usualmente es costoso.

Capacidad de Amortiguamiento de oscilaciones:

- No, aunque la tecnología no se lo impide

Cuando se habla de que “no tienen capacidad aunque la tecnología no se lo impide”, se hace referencia a que si los códigos de red donde se desea montar el proyecto de generación no lo exige, por costos es mas económico prescindir de este control.

4.2.1.3 Interconexión con la Red

Para poder transferir esa potencia proveniente de los paneles en corriente continua a la red de transmisión que opera a corriente alterna, es necesario un dispositivo de acoplamiento. Este dispositivo es el Inversor el cual funciona como interfase entre el generador fotovoltaico y la red eléctrica.

De la Figura 4.10. se tiene: 1. Los paneles reciben la radiación solar y generan corriente continua. 2. Esta corriente continua pasa al inversor para ser convertida a corriente alterna. 3. La corriente alterna es llevada a un transformador elevador para ser inyectada a la red de alta tensión.

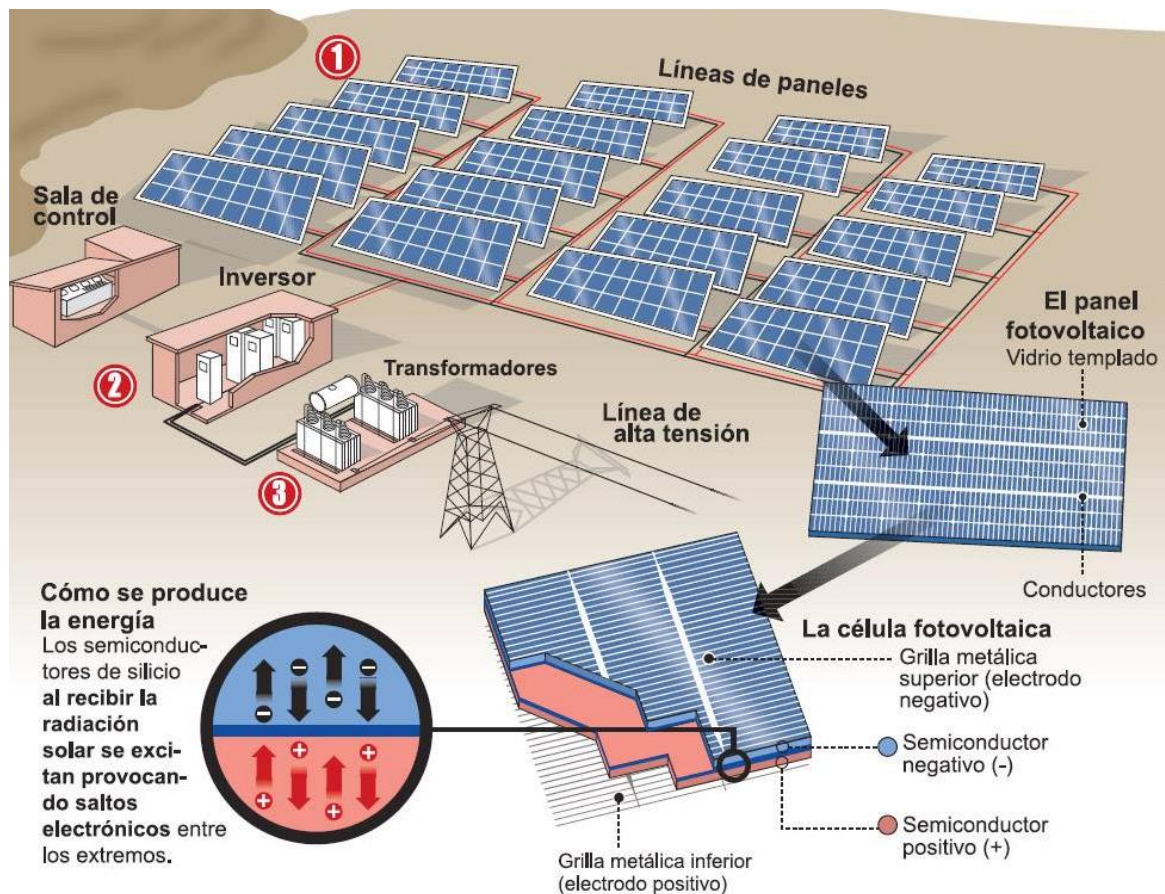


Figura 4.10. Esquema de Funcionamiento de una Central Solar Fotovoltaica.

El inversor debe seguir la frecuencia a la tensión correspondiente de la red a la que se encuentre conectado. La forma de onda de la corriente de salida del inversor deberá ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red.

Ya que la potencia disponible del generador fotovoltaico varía con la irradiancia y la temperatura de trabajo de las células que lo componen, el inversor deberá extraer la máxima potencia posible del generador fotovoltaico. Esto se consigue con un dispositivo que normalmente suelen incorporar este tipo de equipos, denominado “seguidor del punto de máxima potencia” (*Maximum Power Point Tracker – MPPT*), dispositivo electrónico incorporado en el inversor y que varía cada determinado tiempo, de uno o varios minutos, la tensión de entrada del inversor (o tensión de salida del generador fotovoltaico) hasta que la potencia de salida del generador fotovoltaico se hace máxima. El impacto sobre el sistema debido a esta característica de funcionamiento se da en el balance de generación-demanda ya que constantemente está variando la producción de la planta y con ello la potencia entregada a la red.

En la mayoría de los casos, el inversor deberá estar desconectado de la red segundos después de la detección de una falla. La mayoría de los inversores no están preparados para operar sin tensión de red (modo isla), por lo que la mayoría de las compañías solo permiten conectar un sistema fotovoltaico a la red si se instala un relé de tensión trifásico. El inversor deberá desconectarse de la red a través del relé si la tensión crece o disminuye por encima de unos límites predefinidos. El rango recomendado es del 80 – 110 % de la tensión nominal.

También si la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación (sobretensión o subtensión, sobrefrecuencia o subfrecuencia) el inversor debe desconectarse automáticamente de la red. Se posibilitará la nueva conexión después de un cierto tiempo (3 minutos normalmente), tiempo que el sistema de control y protección de red espera para intentar una nueva conexión. Sin embargo, esto implica un riesgo para la estabilidad de frecuencia del sistema, lo que se podría considerar como una contingencia de generación.

Las dos principales cuestiones técnicas para tener en cuenta en un inversor, desde el punto de vista de calidad de la señal, son el factor de potencia y la distorsión armónica. Normalmente, los inversores conmutados por red operan con factores de potencia significativamente menores de la unidad, cosa que en las conexiones a red se debe evitar. La cuestión es que con factores de potencia bajos el inversor absorberá potencia reactiva de la red, afectando a la tensión del sistema. Debido a este se pueden presentar problemas de tensión en el sistema de potencia.

La detección y señalización de fallos en la conexión del campo fotovoltaico al inversor es difícil ya que normalmente se producen pequeñas corrientes de cortocircuito y los dispositivos de interrupción ante faltas en continua como contactores son caros y tienen una vida útil corta. Así, como el campo fotovoltaico no daña al inversor, es éste mismo el que se ocupa a menudo de detectar y señalar la mayoría de los fallos en el lado de continua. Esto último no quiere decir que no se puedan producir fallos irremediables en el inversor, un corto entre los terminales del campo a través de los dispositivos de conmutación, por ejemplo. Existen plantas piloto que han convertido esta posible situación en una operación de desconexión normal.

4.2.2 Energía Solar Térmica

Aunque la palabra termosolar puede aplicarse en general al aprovechamiento térmico de la energía solar, cuando se asocia con las palabras “central” o “planta” se hace referencia a las centrales solares termoeléctricas en las cuales se genera electricidad a partir de la energía recogida en un fluido que se calienta mediante unos campos solares con de alta concentración.

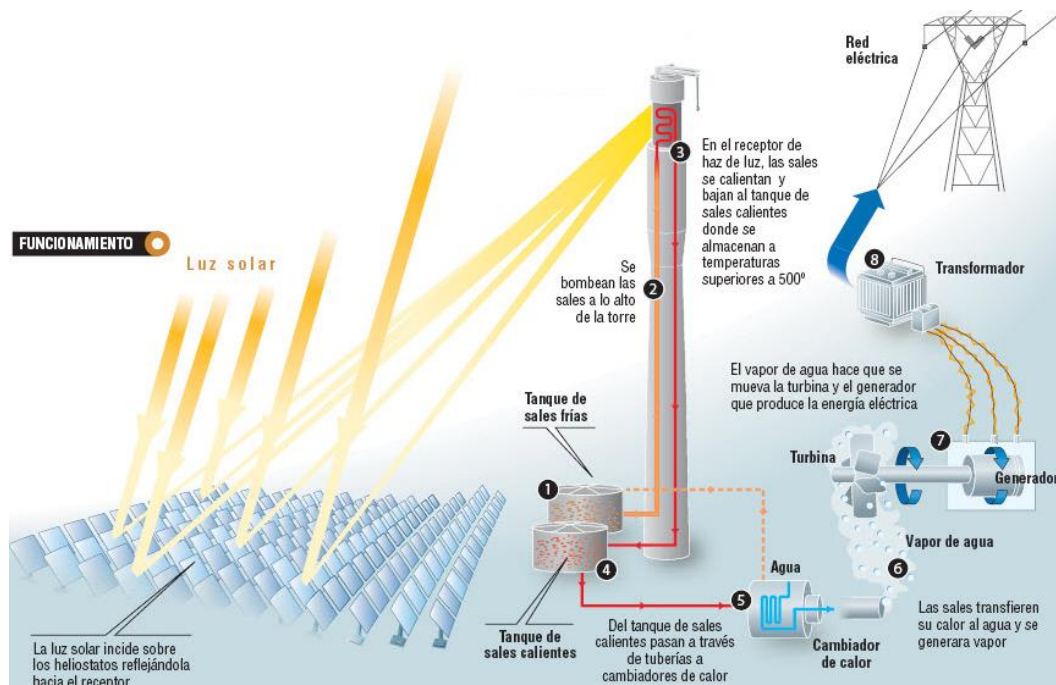


Figura 4.11. Esquema de Funcionamiento de una Central Solar Térmica.

La tecnología termosolar está basada en el concepto de la concentración de la radiación solar para calentar algún fluido. Ese fluido caliente puede efectuar directamente el ciclo de conversión termodinámica, por ejemplo, en el caso de que sea vapor o aire. En otros casos, el fluido calentado por el campo solar, intercambia su energía con los fluidos que se utilizan en las turbinas o con otro fluido, como es el caso de los sistemas que utilizan aceites térmicos como fluido primario y que posteriormente entregan su energía al vapor que moverá la turbina o a las sales fundidas que se utilizan como sistema de almacenamiento. Este vapor o aire caliente será usado en plantas eléctricas convencionales como las de vapor. Para la concentración la mayoría de los sistemas utilizan espejos debido a su gran reflectividad.

Como se muestra en la Figura 4.11. el vapor producido por el calor de la energía concentrada del Sol es conducido directamente a la turbina o almacenado para ser utilizado posteriormente. Una vez es turbinado, el vapor se condensa y bombea a la torre en forma líquida para ser calentado y comenzar el ciclo nuevamente. Este intercambio se puede dar con aceites térmicos como fluido primario, o con sales que se usan como sistema de almacenamiento.

A la fecha se han desarrollado cuatro tipos diferentes de tecnologías termosolares, dos de ellas de concentración puntual y las otras dos de concentración lineal.

Las de concentración puntual consisten en orientar todos los espejos hacia un mismo punto, consiguiendo con ello elevadas temperaturas.

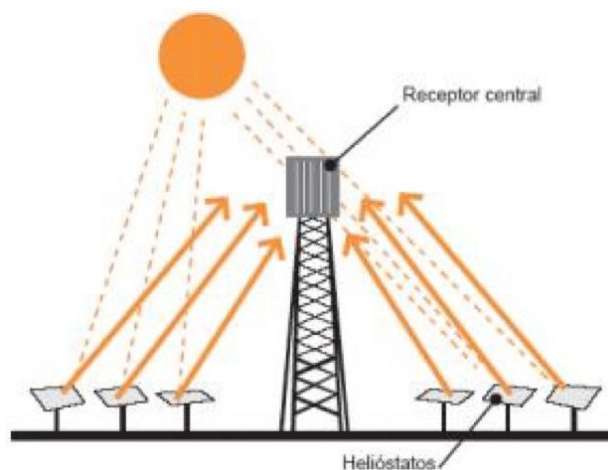


Figura 4.12. Central Solar Térmica de Receptor Central.

Receptor Central: consiste en un campo de espejos que orienta la radiación hacia una torre concentrando toda la radiación en un receptor.

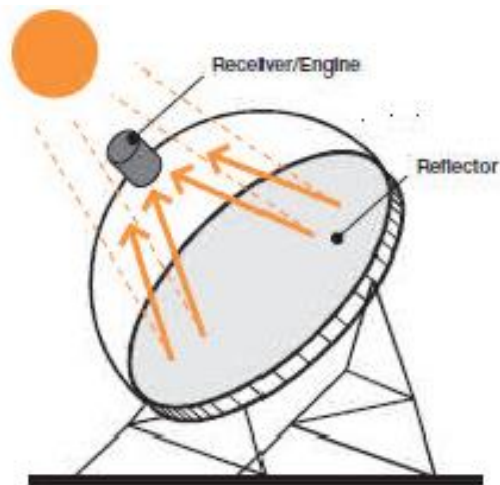


Figura 4.13. Central Solar Térmica de Disco Stirling.

Disco Stirling: consiste en un espejo con forma de antena parabólica que concentra toda la radiación en un receptor.

Las de concentración lineal consisten en concentrar toda la radiación solar en un receptor lineal que está situado por encima del espejo. Este sistema alcanza menores temperaturas al tener un menor grado de libertad de seguimiento solar.

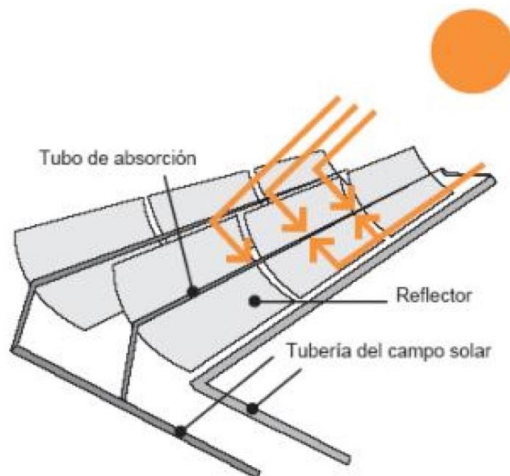


Figura 4.14. Central Solar Térmica de Cilindro Parabólico.

Cilindro parabólico: Consiste en una serie de espejos con forma de semicilindro, por encima de ellos se encuentra colocada la tubería con el fluido calor-transportador, la función de los espejos es concentrar la máxima energía posible en los tubos.

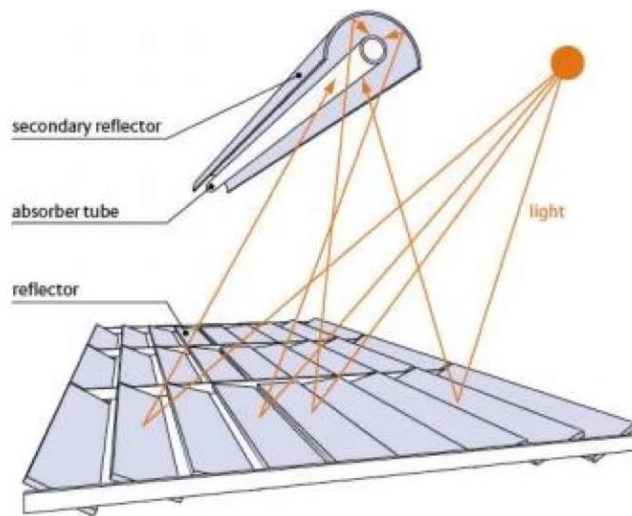


Figura 4.15. Central Solar Térmica Tipo Fresnel.

Fresnel: en este sistema los espejos son planos y están dispuestos en posición horizontal, van girando a lo largo del día para ir reflejando los rayos solares sobre el tubo con el fluido calorportador.

La energía termosolar, a diferencia de las otras tecnologías, es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar potencia a la red incluso en horas sin luz solar. Representa además otra gran ventaja, y es que aporta seguridad al sistema eléctrico en general junto con la estabilidad que se deriva de la gran inercia del equipo turbina generador y que permite apoyar a la red eléctrica ante eventos.

Es muy importante destacar además que se trata de un sistema de generación de energía limpio, seguro y renovable, algo absolutamente fundamental desde el punto de vista de la lucha contra el cambio climático.

En términos generales, esta tecnología ofrece muchos más beneficios que impactos respecto a su integración en los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial, ya que es una energía renovable, limpia e inagotable que utiliza el sistema convencional de generación mediante la máquina síncrona, la cual brinda inercia al sistema de potencia.

4.2.3 Energía Eólica

La energía eólica es una energía secundaria de la energía solar, pues es debido a esta que en el planeta se generan diferencias de temperatura, presión y humedad, y la fuerte interacción que existe entre estos es la que produce que las masas de aire siempre estén en movimiento.

El aprovechamiento de la energía eólica, que no es más que la energía cinética que posee una masa de aire, es casi tan antigua como la civilización. Esta energía ha sido utilizada por el hombre desde tiempos remotos, para impulsar sus barcos mediante velas o para hacer funcionar molinos, tanto para moler grano como para bombear agua.

En el siglo XX comenzó la utilización de la energía eólica para la producción de electricidad. Inicialmente su uso se limitaba al autoabastecimiento de pequeñas instalaciones. Sin embargo, en la última década del siglo XX, gracias a un desarrollo tecnológico y a un incremento de su competitividad en términos económicos, la energía eólica se ha convertido en una opción más para los parques de generación.

Para captar la energía eólica se pueden emplear palas rotando alrededor de un eje horizontal o por el contrario utilizar palas verticales situadas a lo largo de un cilindro girando en torno a un eje vertical.

Las turbinas de eje horizontal operan en el sentido del viento, con la turbina girando en la parte superior de la torre para que las palas miren hacia el viento. Existen de dos tipos: una con las palas adelante del rotor o a barlovento y otras con las palas detrás del rotor o a sotavento. En la actualidad las más comunes son las de rotor a barlovento.

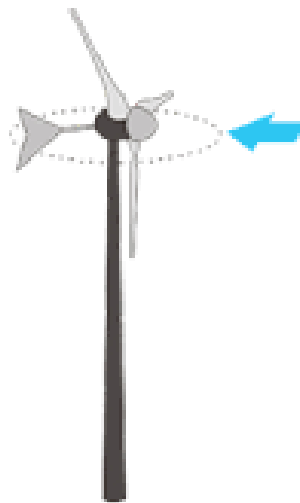


Figura 4.16. Turbina Eólica de Eje Horizontal.

En este tipo de turbinas, la altura requerida de la torre permite un mejor aprovechamiento del viento, lo cual la hace a su vez ideal para su uso en terrenos irregulares o en el mar. Tiene Capacidad de control del ángulo de las aspas para optimizar su generación. Sin embargo,

presentan dificultad para operar a baja altura y su instalación y transporte implican retos logísticos muy altos.

Las turbinas de eje vertical son turbinas omnidireccionales, lo que significa que no necesitan ajustarse para apuntar al viento para operar.

Este tipo de turbinas presentan menores costos de mantenimiento y construcción ya que la logística para su transporte e instalación es menor, adicionalmente, aprovecha el viento en todas las direcciones. Sus desventajas son tener una eficiencia limitada al estar ubicadas a menor altura por lo que se aprovecha menos el viento, no tener posibilidad de arranque autónomo y presentar torque desequilibrado en las aspas, lo que aumenta el ruido y la vibración de la turbina. Esto se traduce en riesgos de seguridad y mayores mantenimientos.

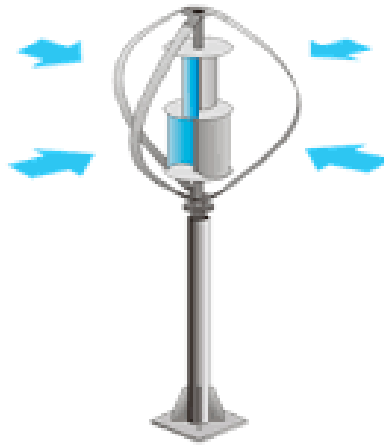


Figura 4.17. Turbina Eólica de Eje Vertical.

4.2.3.1 *Dinámica del Viento*

Los vientos son movimientos del aire que se desplazan en paralelo a la superficie del suelo o en forma horizontal. Las corrientes de aire son aquellas donde el desplazamiento es vertical. El viento tiene su origen en la diferencia de presión existente entre masas de aire que conforman centros de alta y de baja presión. Si la diferencia de presión es alta, el viento es fuerte, sin embargo, si la distancia entre estos centros es larga, el viento se trona débil. Mientras mayor es la diferencia de presión y menor la distancia, el viento adquirirá más velocidad.

Otro factor que incide en la velocidad del viento es la altura con respecto a la superficie. La velocidad del viento incrementa con la altura. No obstante, este incremento depende de las

características de dicha superficie como la rugosidad y en general de los efectos orográficos, como por ejemplo los embudos de viento, los bloqueos de viento o las mismas crestas producidos por las montañas.

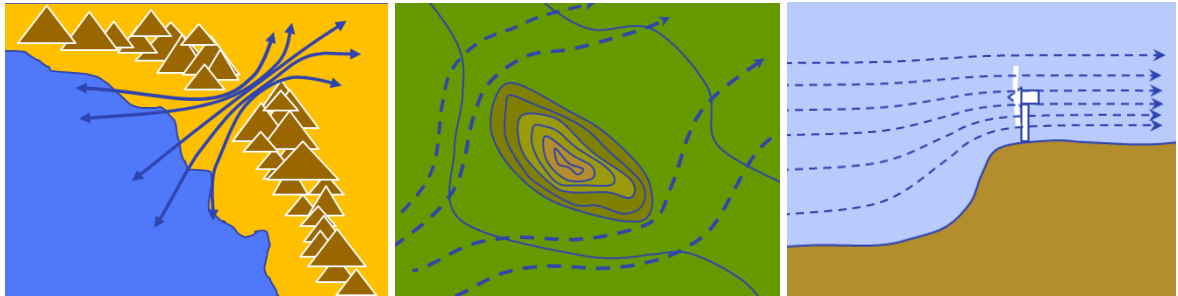


Figura 4.18. Efectos Orográficos (Embudo, Bloqueo y Cresta).

La gradiente vertical es el cambio de velocidad del viento con la altura. Esta situación es diferenciada según sean zonas con o sin obstáculos o rugosidades geográficas físicas o humanas. En el mar la rugosidad es mínima y el viento logra velocidades altas a pocos metros de la superficie; lo contrario ocurre en una ciudad con rascacielos donde los vientos se debilitan, por tanto, las mismas velocidades altas se producen a mucha más distancia del suelo. Una vez que se superan los obstáculos con la altura, el viento se hace casi constante.

Esto explica que los parques eólicos tengan torres de gran altura y que se instalen en zonas de poca rugosidad, como llanos costeros, crestas de montañas o en el mar.

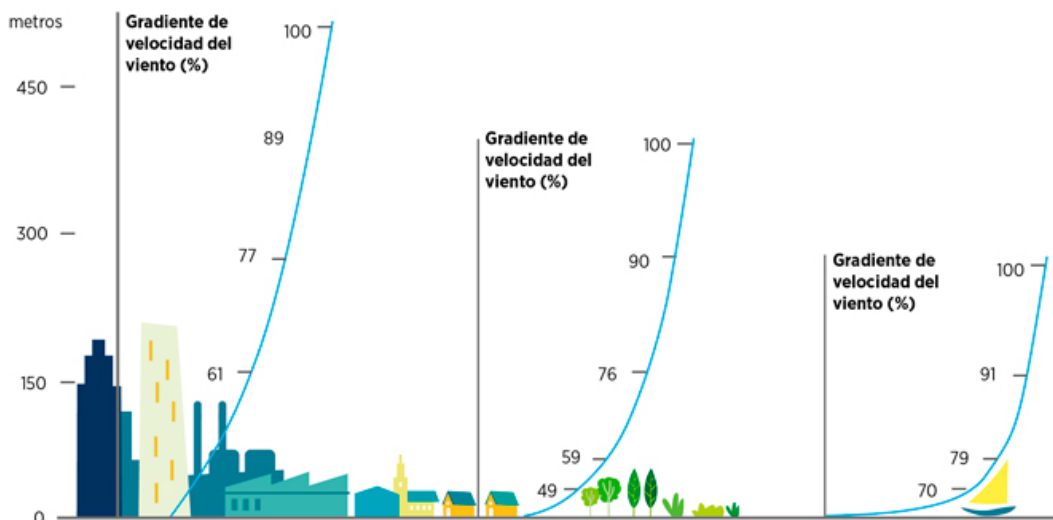


Figura 4.19. Gradiente Vertical de Velocidad del viento.

La velocidad gradiente se alcanza a una altura del orden de 500 m en el centro de la ciudad, mientras que en campo abierto se alcanza a cerca de 250 m. A mayor altura se puede extraer mayor cantidad de energía del viento, sin embargo, existe una limitante práctica por costo y por logística en el transporte y la construcción de las turbinas eólicas.

Dentro de las áreas urbanizadas, a diferencia del campo abierto, se puede esperar una disminución promedio de 20-30% en la velocidad del viento cerca del suelo.

4.2.3.2 *Principios de Generación Eólica*

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa. Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En la mecánica clásica, la energía cinética de una masa depende de su masa y sus componentes del movimiento, es decir, de la velocidad.

En este sentido, la energía del viento puede ser descrita como:

$$E = \frac{1}{2}m \cdot v^2 \quad (4.2)$$

La potencia puede ser obtenida como la derivada de la energía con respecto al tiempo:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (4.3)$$

Ahora, la masa de aire que atraviesa el área A en un instante de tiempo t en una distancia d está dada por:

$$m = \rho A d = \rho A v t \quad (4.4)$$

Por lo que la potencia del viento será:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.5)$$

De acuerdo con la ecuación 4.5, la potencia del viento está dada en función de la densidad del aire ρ , el área de barrido A de las aspas de la turbina y la velocidad del viento v a una potencia de 3.

Sin embargo, no es posible extraer absolutamente toda la energía del viento. Para las turbinas eólicas existe un límite teórico el cual está dado por el límite de Betz. En la práctica, la fracción de la energía del viento que una turbina convierte en energía mecánica de rotación se llama “coeficiente de potencia” (C_p) de dicha turbina. De esta manera la potencia de la turbina está dada por:

$$P_{util} = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4.6)$$

De esta ecuación cabe aclarar que C_p nunca podrá ser mayor que 1, ya que en ese caso se tendría que extraer toda la potencia del viento lo cual implicaría detenerlo totalmente.

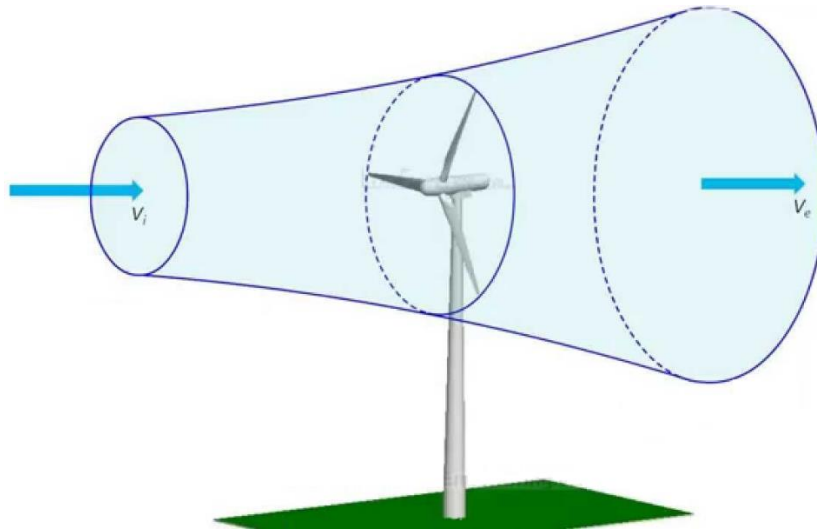


Figura 4.20. Energía que se Puede Extraer del viento.

Para hallar la máxima potencia que una turbina eólica puede extraer del viento se debe acudir al límite calculado por Betz, el cual parte de lo mostrado en la Figura 4.20.

Sea un tubo de corriente como el esquematizado en la Figura 4.20. Se supondrá que, a barlovento de la hélice, el aire posee una velocidad v_i (velocidad del viento sin perturbar) en la sección transversal A_i , mientras que la velocidad v_e corresponde con la sección transversal A_e a sotavento de la zona en que se encuentra la hélice. En el plano que contiene la hélice, la sección transversal batida por la misma (área del rotor) es un disco imaginario de área A ,

siendo v la velocidad del viento en la misma (velocidad útil). Se considerará que la hélice corresponde a un disco de área A que capta parte de la energía del aire en movimiento que llega a él, es decir $v_e < v_i$. Sin embargo, es obvio que v_e nunca es cero (no puede extraerse toda la energía cinética del aire).

Partiendo del principio de la conservación de la masa, el caudal másico Q_m es constante.

$$Q_m = \rho Q = \rho A_i v_i = \rho A_e v_e = \rho A v \quad (4.7)$$

Lo anterior explica que el tubo de corriente se ensanche tras la turbina, ya que si $v_e < v_i$, entonces $A_e > A_i$.

Ahora se puede expresar la potencia útil transferida por el viento a la turbina como la pérdida de energía cinética del viento al pasar por la hélice por unidad de tiempo.

$$P_{util} = \frac{-\Delta E_k}{\Delta t} = \frac{\Delta E_{k1} - \Delta E_{k2}}{\Delta t} = \frac{1}{2} \frac{\rho A d (v_i^2 - v_e^2)}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho A v (v_i^2 - v_e^2) \quad (4.8)$$

Considerando que en el modelo de Betz la velocidad del viento en el plano de la hélice (velocidad útil) es la media de las velocidades del viento antes y después de la misma ($v_i + v_e/2$), y que la velocidad después de la hélice v_e es una fracción de v_i ($v_e = a v_i$), la ecuación 4.8 se puede reescribir como:

$$P_{util} = \frac{1}{2} \rho A \left(\frac{v_i + a v_i}{2} \right) (v_i^2 - a v_i^2) = \frac{1}{4} \rho A v_i^3 (1 + a)(1 - a^2) \quad (4.9)$$

El valor máximo de la potencia se obtiene calculando la derivada de la potencia útil con respecto a a igual a 0.

$$\frac{dP_{util}}{da} = (1 - a^2) + (1 + a)(-2a) = (1 + a)(1 - 3a) = 0 \quad (4.10)$$

Resolviendo esta ecuación se obtienen dos resultados: $a = -1$ el cual no tiene ningún sentido físico, y $a = 1/3$. De este resultado se concluye que la potencia máxima se obtiene cuando $v_e = 1/3 v_i$.

Sustituyendo este valor de a en la ecuación 4.9 se obtiene:

$$P_{util} = \frac{1}{2} \rho A v_i^3 \left(\frac{16}{27} \right) \quad (4.11)$$

Comparando esta ecuación con la ecuación 4.6 se puede concluir que el valor del coeficiente de potencia máximo establecido por el límite de Betz es de 0.593, lo que significa que la máxima eficiencia que se podría alcanzar con una turbina eólica sería del 59.3%.

$$C_p^{Betz} = \frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \quad (4.12)$$

Graficando el coeficiente de potencia máximo, se puede establecer gráficamente la Ley de Betz, tal como se muestra en la Figura 4.21.

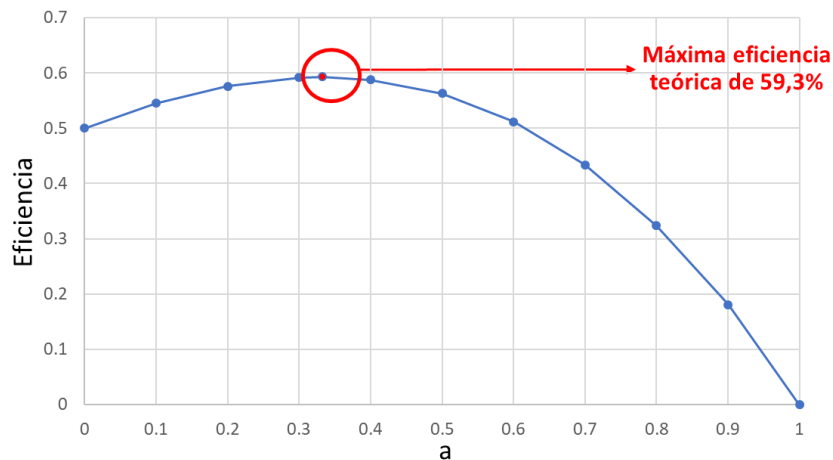


Figura 4.21. Ley de Betz.

Sin embargo, este es un máximo teórico que no considera las pérdidas de un sistema real. Los generadores eólicos comerciales de la actualidad tienen una eficiencia entre el 42% y el 50%.

Ahora se mostrarán las relaciones existentes entre los coeficientes de potencia los cuales dependen de las velocidades y del tipo de turbina. Las velocidades mencionadas hacen referencia a la velocidad en la punta del aspa. Para normalizar la velocidad del rotor y que la comparación sea equivalente para cualquier número de aspas se calcula una Relación de Velocidad de Punta λ (*Tip Speed Ratio – TSR*) como se muestra en la ecuación 4.13.

$$\lambda = \frac{\text{Velocidad tangencial en la punta del aspa}}{\text{Velocidad del Viento}} \quad (4.13)$$

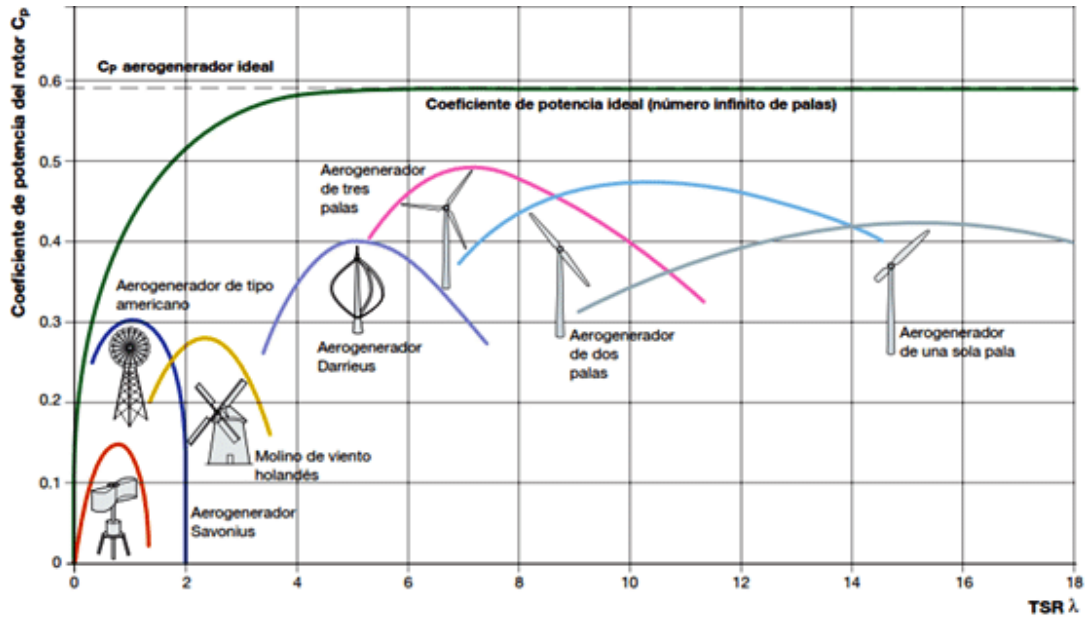


Figura 4.22. Coeficientes de Potencia Respecto al Tipo de Turbina.

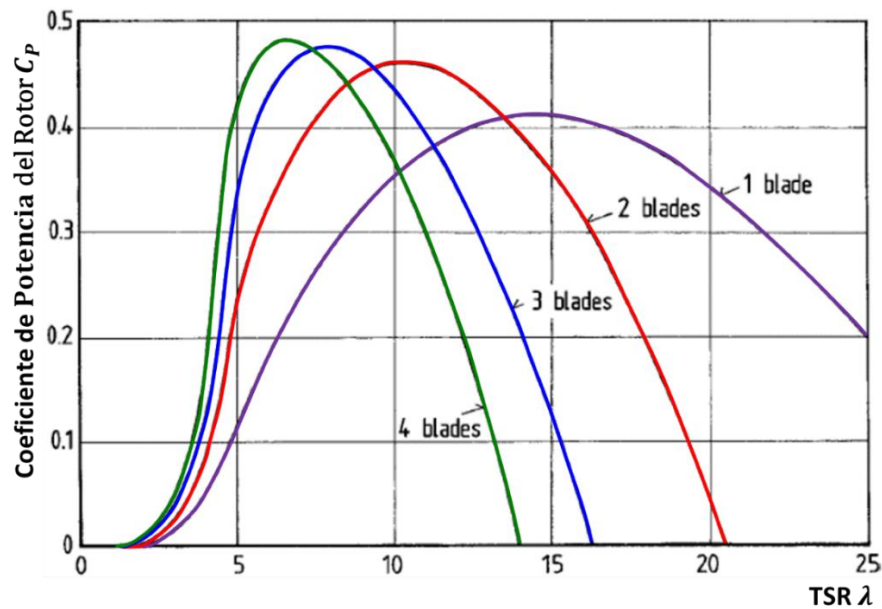


Figura 4.23. Coeficientes de Potencia Respecto al Número de Aspas.

En la figura 4.23. se muestra la influencia del número de aspas en el coeficiente de potencia de turbinas eólicas. De esta se puede notar que las turbinas de cuatro aspas alcanzan

eficiencias un poco mayores que las demás, no obstante, esta mejora en eficiencia no se justifica dado que implica costos mucho mayores.

4.2.3.3 Operación de las Turbinas Eólicas

En general, la gran mayoría de turbinas eólicas comerciales instaladas a nivel mundial tienen una curva de operación de potencia generada en función de la velocidad del viento, tal como la mostrada en la Figura 4.24. En esta se pueden ver tres puntos de operación cruciales para el entendimiento del funcionamiento de este tipo de plantas. El primer punto es la velocidad de entrada, la cual, típicamente está alrededor de 3.5 m/s . En este punto, las aspas de la turbina apenas inician su rotación y empiezan a entregar potencia. El segundo punto es la velocidad donde alcanza la potencia nominal, el cual se ubica en los 14 m/s . El tercer punto corresponde a la velocidad de corte, la cual está dada a los 25 m/s . Esta limitación se presenta por cuestiones de protección de la turbina, ya que a esta velocidad o velocidades mayores las aspas pueden sufrir daños irreparables debidos a la torción. Adicionalmente, el rotor podría perder el control y su velocidad de giro incrementaría drásticamente poniendo en riesgo la estructura de la turbina y la seguridad de las áreas aledañas.

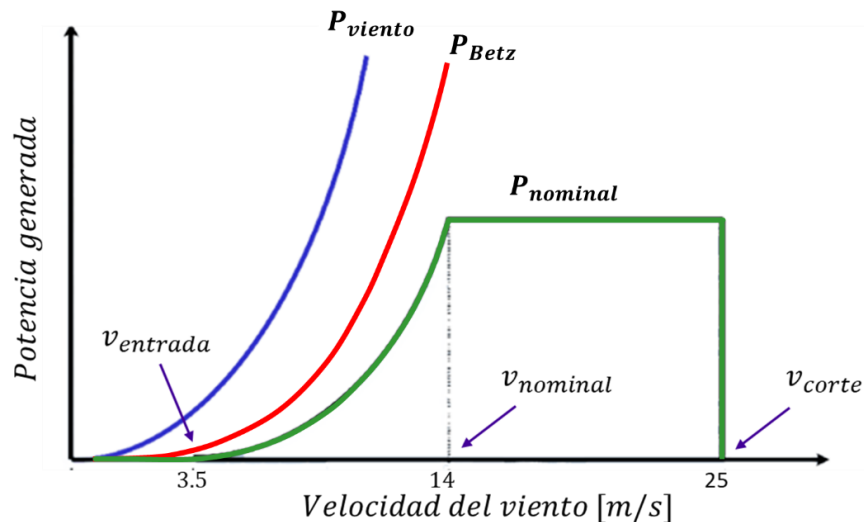


Figura 4.24. Curva de Generación Típica de una Turbina Eólica.

De la gráfica se puede notar la diferencia entre la potencia del viento y la potencia obtenida por la turbina, lo cual se debe a la eficiencia descrita por la Ley de Betz.

Antes y durante los primeros valores de velocidad después de la velocidad de entra, la turbina no entrega potencia debido a que apenas está venciendo la inercia del peso de las aspas, pero una vez empieza girar el rotor, el generador empieza a inyectar potencia a la red.

La franja de operación comprendida entre los 3.5 m/s y los 14 m/s involucra un gran problema para la operación y el control del sistema, ya que cualquier leve variación en la velocidad del viento representa a su vez variación en la potencia entregada al sistema. Adicionalmente, estos generadores eólicos transmiten las variaciones de potencia del viento a la red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida a la red es muy variable, con fuertes picos en caso de ráfagas de viento. Si se multiplica esto por la cantidad de turbinas instaladas en un parque de generación eólico, se puede evidenciar el impacto sobre el balance generación-demanda. También transmiten el efecto de interferencia que hacen las palas al pasar delante de la torre denominado efecto sombra de la torre, en la región de 3 a 8 Hz, lo que es una causa de “*flicker*” o parpadeo.

En la franja de operación entre los 14 m/s y los 25 m/s , las turbinas eólicas entregan potencia constante a la red y sin interrupciones. Sin embargo, una vez se está alcanzando la velocidad de corte, se empieza a poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, ya que toda la planta tendría un paro de producción instantáneo a 0 MW si se supera este valor, lo cual equivale a una contingencia de generación con su respectivo impacto en la frecuencia del sistema.

Ahora, la turbina eólica tiene una serie de componentes que son los que definen su funcionamiento. Desde sus inicios y con el avance de la tecnología, año tras año estos componentes han tenido modificaciones con el objetivo de corregir y mejorar ciertas condiciones tanto de operación como de integración con el sistema de potencia para mitigar sus impactos negativos. Todos estos componentes vienen integrados en una cabina denominada góndola, la cual a su vez está soportada por la torre.

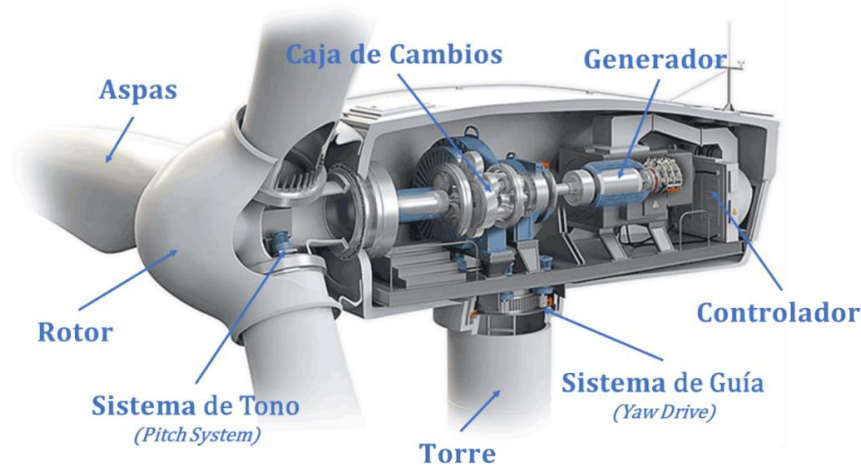


Figura 4.25. Componentes de una Turbinas y sus Controles.

Aspas:

tienen un diseño muy similar al de las alas de un avión y se comportan, en presencia del viento, de manera similar. Cuando el viento cruza las aspas de la turbina eólica entran en juego dos fuerzas aerodinámicas: una denominada empuje que es perpendicular a la dirección del flujo del viento y otra denominada arrastre, que es paralela a la dirección del flujo. Una de las superficies del aspa está muy redondeada, mientras que la otra es relativamente plana. El aire que circula por la superficie plana lo hace más despacio que por la redondeada causando una diferencia de velocidades que a su vez genera una diferencia de presión. La presión es mayor sobre la superficie lisa, mientras que sobre superficie redondeada se genera un vacío; el resultado neto produce una fuerza actuando sobre la superficie lisa que empuja el aspa. La fuerza sobre cada aspa inicia el proceso de rotación.

El diseño de la sección de las aspas favorece que la rotación se produzca de la manera más eficiente posible. Además, con el uso de controles para ajustar la posición del aspa se aprovecha de mejor manera las condiciones de cada tipo de vientos que se presenten durante el día. En la Figura 4.26. se resume el efecto de estas fuerzas aerodinámicas.

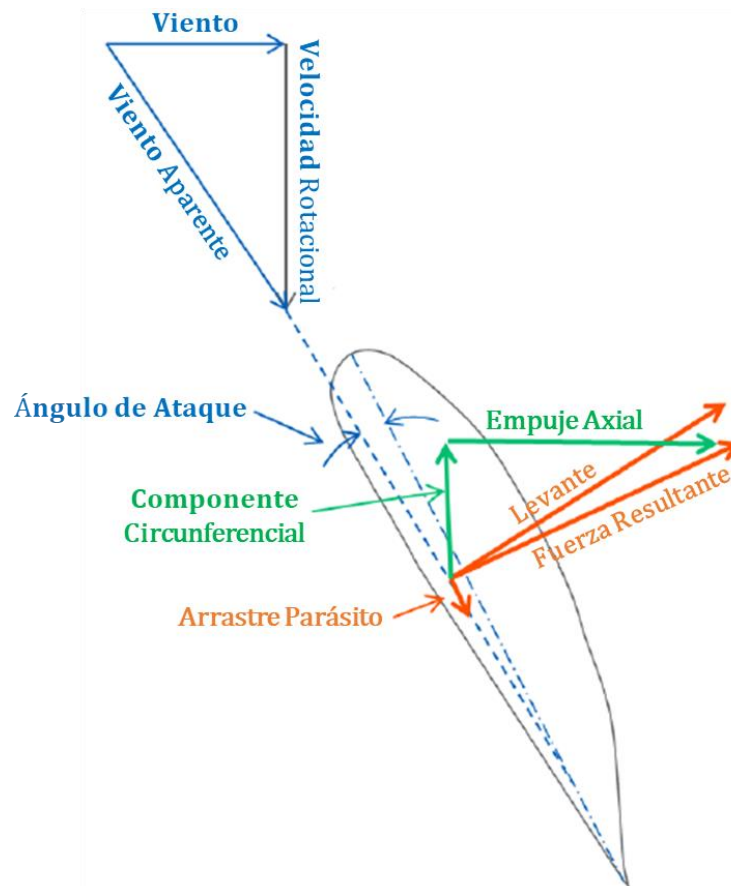


Figura 4.26. Fuerzas Aerodinámicas en las Aspas de una Turbina Eólica.

Sistema de Tono o de Paso (*Pitch System*):

Ajusta las palas de las turbinas eólicas girándolas para maximizar la captura de la energía del viento disponible, buscando obtener la mayor potencia de salida. Al mismo tiempo, este control asegura que la turbina no exceda su velocidad de rotación máxima. Por esta razón, es tanto un control de optimización de la generación de la máquina como un control que provee seguridad a la misma.

Sistema de Guía (*Yaw Drive*):

Es responsable de rotar la góndola alrededor del eje de la torre, con el objetivo de aumentar la captura de energía primaria apuntando el área barrida del rotor de manera constante hacia la dirección del viento y de reducir la carga de la estructura mecánica al permitir que la góndola gire pasivamente para compensar los momentos de las cargas aerodinámicas.

Rotor:

Recoge la energía del viento y la transforma en energía mecánica de rotación. Su diseño es crítico para lograr que haya giro incluso en condiciones de velocidad del viento muy baja. Este se conecta directamente al eje de baja velocidad del aerogenerador quien a su vez conecta el buje del rotor a la caja de cambio o multiplicador.

Caja del Cambios o Multiplicador:

Es un mecanismo parecido a la caja de cambios de un automóvil, que, mediante un juego de múltiples engranajes, permite que el eje de rotación del generador gire a la velocidad apropiada para producir electricidad. A las velocidades habituales del viento de entre 20 *km/h* y 100 *km/h*, la velocidad de giro del rotor es baja, del orden de 10 a 40 revoluciones por minuto (rpm) y el generador necesita velocidades alrededor de 1.500 rpm para generar energía eléctrica. Este componente también incorpora un freno con el fin de detener el giro del rotor en presencia de vientos muy elevados (por encima de 80-90 *km/h*), que podrían dañar algún elemento del generador y de la misma estructura de la turbina.

Controlador electrónico:

Consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina. También controla cada uno de los sistemas de guía y de paso mediante la información de la veleta y el anemómetro, de esta forma orientará la turbina buscando optimizar la potencia proveniente del viento. Hace funcionar el aerogenerador; vigila que los sistemas de seguridad funcionen correctamente y vigila la calidad de la corriente generada por la turbina.

Generador:

Corresponde al conjunto rotor-estator que genera la energía eléctrica la cual se transporta mediante un cableado instalado en el interior de la torre que soporta la góndola, hasta la subestación colectora. Desde allí se realiza la interconexión con la red de transmisión. La potencia del generador varía entre 5 kW para las turbinas de tamaño medio, hasta 5 MW en las más grandes, aunque en la actualidad ya hay turbinas que alcanzan los 10 MW.

En esencia el generador de la turbina puede ser: Generador Síncrono o Generador de Inducción, también llamado Asíncrono. El Generador Síncrono por principio gira a la velocidad del campo magnético y a esta igualdad con la frecuencia se le denomina sincronismo. Su velocidad de rotación se mantiene constante y tiene un vínculo estrecho con la frecuencia. En el Generador Asíncrono, si el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, no se produce ningún fenómeno de inducción en el rotor, por lo que no interactuará con el estator. Para que opere como generador, el rotor debe girar a una velocidad mayor que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que, el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente gire el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad que se entrega a la red.

La principal razón para el uso del generador asíncrono en turbinas eólicas es su flexibilidad ante fluctuaciones en la velocidad del viento. Si embargo, el inconveniente principal es la necesidad de una corriente de excitación para la magnetización, que se traduce en un consumo de potencia reactiva de la red.

Existen diferentes arreglos e implementaciones de control para la conversión de la energía eólica en eléctrica. A la fecha existen cuatro tipos, cada uno más moderno y complejo que el anterior, buscando siempre resolver los problemas encontrados por los sistemas pioneros en la implementación de esta tecnología en sus redes.

El primer tipo denominado en la literatura técnica como Tipo 1 es el **Generador de Inducción Conectado Directamente a la Red**.

Al estar conectada directamente a la red, la velocidad de la turbina se fija por la frecuencia del sistema. Este tipo de máquinas genera potencia activa cuando el eje de la turbina gira más rápido que la frecuencia de la red, creando un deslizamiento negativo, aunque pequeño, del orden de 1% a 3%. Dentro de sus ventajas están: gran flexibilidad en la unión con la red ayuda en la absorción oscilaciones de potencia, presenta un comportamiento aceptable al inicio de fallas, aunque no mantenido y aporta inercia al sistema. A pesar de ello requieren

de un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia y suplir sus propias necesidades de reactivos. Adicionalmente, a no tener sistema de tono, tampoco es posible realizar control de potencia activa y tampoco controla potencia reactiva, de hecho, consume potencia reactiva durante falla. A raíz de esto se buscó mejorar esta tecnología, siendo superada por otras más modernas.

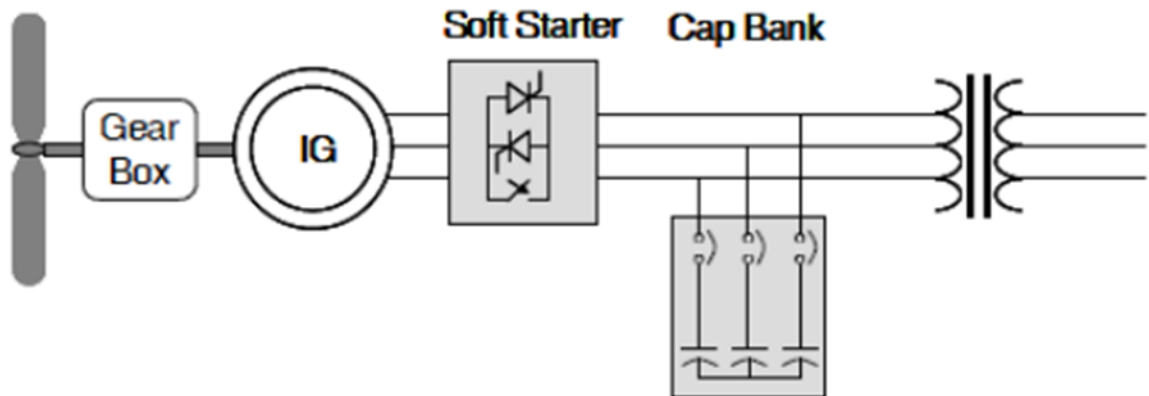


Figura 4.27. Generador de Inducción Conectado Directamente a la Red.

En resumen, las características de su comportamiento son:

Capacidad de soportar perturbaciones en la tensión:

- LVTR: suelen soportar fallas despejadas correctamente (100 ms), no obstante, ante fallas más largas se aceleran demasiado por lo cual aumenta el deslizamiento, aumenta el consumo de potencia reactiva y dispara por sobre-velocidad o mínima tensión temporizada.
- HVRT: sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de soportar perturbaciones en la frecuencia:

- Sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de soportar gradientes de frecuencia:

- Sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de aportar corriente de cortocircuito:

- Para Fallas Equilibradas: en el instante de aparición de la falla como los generadores síncronos, pero posteriormente decaen muy rápidamente llegando a consumir mucha potencia reactiva.
- Para Fallas Desequilibradas: aporta corriente de secuencia inversa ante fallas desequilibradas, pero con las características de las equilibradas.

Capacidad de regulación dinámica de la tensión (AVR):

- No.

Capacidad de Regulación potencia-frecuencia:

- No.

Capacidad de Aporte de inercia:

- Sí, parecida a los síncronos.

Capacidad de Amortiguamiento de oscilaciones:

- Sí, la jaula de ardilla es un amortiguador natural.

El anterior tipo se vio reemplazado por el Tipo 2: **Generador de Inducción Conectado Directamente a la Red Incluyendo Resistencia Variable en el Rotor** también denominado Generador Asíncrono con Deslizamiento Variable.

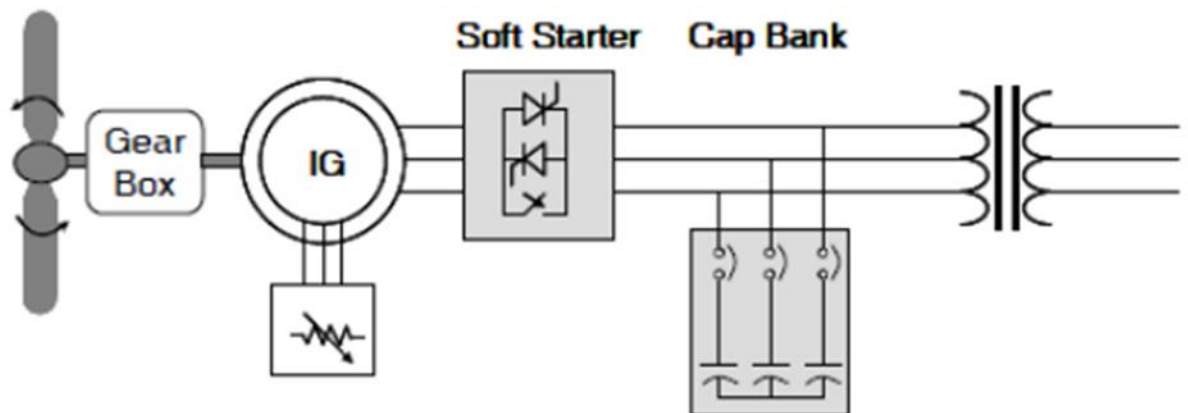


Figura 4.28. Generador de Inducción con Deslizamiento Variable.

Es básicamente el mismo generador del tipo 1, solo que se le adiciona a este diseño un rotor bobinado, lo que se interpreta como una resistencia variable en el rotor que busca controlar su corriente para mantener la generación de potencia constante, es decir, controlar el deslizamiento y permitir un mayor rango de velocidades para la turbina. De esta manera se evitan fluctuaciones rápidas de potencia. Esta configuración presenta alta eficiencia para regímenes bajos de viento, pero menor para valores altos. Posee control de tono que le permite regular potencia activa. Sin embargo, continua con los mismos problemas del tipo 1 en cuanto al control de potencia reactiva.

En resumen, su comportamiento es idéntico al del tipo 1:

Capacidad de soportar perturbaciones en la tensión:

- LVTR: suelen soportar fallas despejadas correctamente (100 ms), no obstante, ante fallas más largas se aceleran demasiado por lo cual aumenta el deslizamiento, aumenta el consumo de potencia reactiva y dispara por sobre-velocidad o mínima tensión temporizada.
- HVRT: sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de soportar perturbaciones en la frecuencia:

- Sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de soportar gradientes de frecuencia:

- Sí, como los generadores síncronos.

Capacidad de aportar corriente de cortocircuito:

- Para Fallas Equilibradas: en el instante de aparición de la falla como los generadores síncronos, pero posteriormente decaen muy rápidamente llegando a consumir mucha potencia reactiva.
- Para Fallas Desequilibradas: aporta corriente de secuencia inversa ante fallas desequilibradas, pero con las características de las equilibradas.

Capacidad de regulación dinámica de la tensión (AVR):

- No.

Capacidad de Regulación potencia-frecuencia:

- No.

Capacidad de Aporte de inercia:

- Sí, parecida a los síncronos.

Capacidad de Amortiguamiento de oscilaciones:

- Sí, la jaula de ardilla es un amortiguador natural.

El avance de la tecnología permitió corregir aún más los problemas encontrados con las configuraciones iniciales, dando paso al generador Tipo 3: **Generador de Inducción Doblemente Alimentado** (*Doubly Fed Induction Generator - DFIG*).

Agrega excitación variable en lugar de únicamente una resistencia al rotor, mejorando la idea inicial del tipo 2, lo que permite mantener la generación de potencia ajustado. Este convertidor además de brindar control en el rotor está conectado a la red, por lo que un porcentaje de la potencia generada fluye a través de este. Dentro de sus ventajas están:

Regulación de par, amplio rango de velocidades, regulación de potencia activa, control de paso, potencia de salida suave con amortiguamiento del efecto sombra de torre, control de potencia reactiva y de tensión, aunque limitado por la capacidad del convertidor. Las desventajas que surgen son: el incremento de la corriente de rotor y tensión de la barra de corriente continua. Posible desconexión del convertidor para proteger la electrónica de potencia, aunque se puede resolver con una protección *crowbar* o con sobredimensionamiento. La recuperación de la potencia activa después de una falla es lenta. No aporta inercia al sistema.

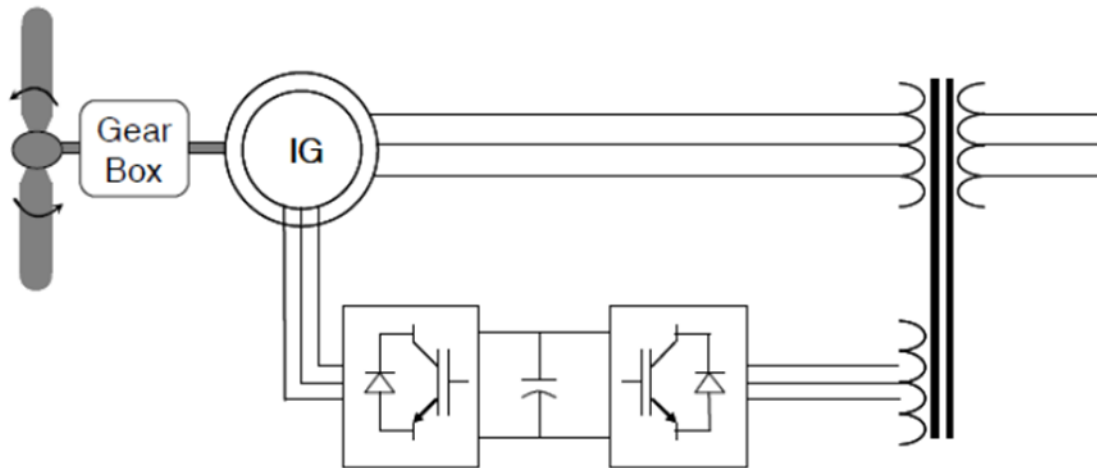


Figura 4.29. Generador de Inducción Doblemente Alimentado.

En resumen, las características de su comportamiento son:

Capacidad de soportar perturbaciones en la tensión:

- LVTR: las máquinas antiguas desconectan por sobre intensidad en el convertidor del lado del rotor, no obstante, hoy ya se fabrican con capacidad LVRT.
- HVRT: las máquinas antiguas suelen desconectarse con tensiones mayores a 1,10 p.u, no obstante, las máquinas modernas soportan sobretensiones mayores dependiendo del fabricante.

Capacidad de soportar perturbaciones en la frecuencia:

- Sí.

Capacidad de soportar gradientes de frecuencia:

- Dependiendo de fabricante suelen tener un límite de capacidad que se sitúa por encima de 2 Hz/s.

Capacidad de aportar corriente de cortocircuito:

- Para Fallas Equilibradas: en el instante de aparición de la falla como los generadores síncronos, pero si son maquinas modernas, posteriormente decaen muy rápidamente no pudiendo aportar más de la corriente nominal.
- Para Fallas Desequilibradas: aporta corriente de secuencia inversa ante fallas desequilibradas, pero con las características de las equilibradas.

Capacidad de regulación dinámica de la tensión (AVR):

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

Capacidad de Regulación potencia-frecuencia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

Capacidad de Aporte de inercia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide, siempre y cuando sea utilizado almacenamiento energético que usualmente es costoso.

Capacidad de Amortiguamiento de oscilaciones:

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

La tecnología más avanzada a la fecha en cuanto turbinas eólicas son las de Tipo 4: **Generadores Síncronos de Imanes Permanentes** (*Permanent Magnet Synchronous Generator - PMSG*) conectados a la red a través de un *full-converter*.

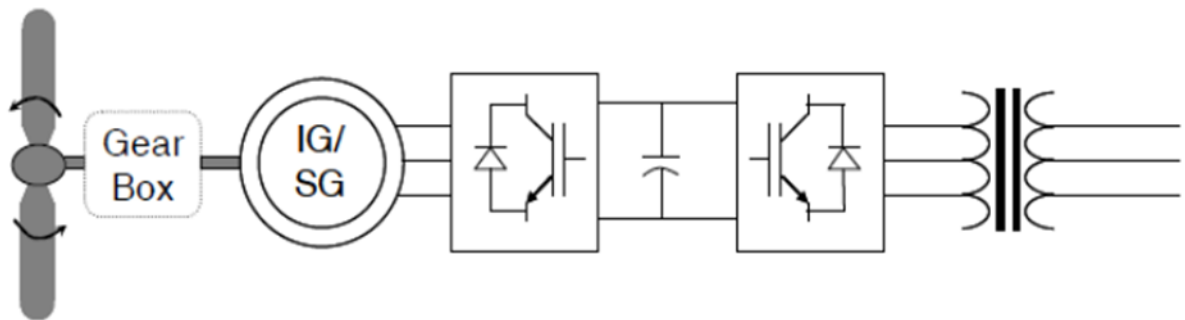


Figura 4.30. Generador Síncrono de Imanes Permanentes.

También se denominan Generador Síncrono *Full-Converter*. Está conectado a la red a través de un convertidor *back-to-back*, mediante electrónica de potencia la cual le da al diseño gran flexibilidad y control al permitir que la turbina gire a la velocidad mecánica óptima. Para esto la frecuencia de la red está desacoplada de la máquina. Posee rango completo de control de velocidad, la potencia de salida es suave y tiene control de par independiente de la red. Regula la potencia activa, la potencia reactiva y además tiene control de tensión. Posee aporte de

potencia reactiva durante fallas, contribución de corriente de cortocircuito, aunque limitada por el convertidos y buena recuperación de la potencia activa de la falla. Esta configuración tampoco aporta inercia al sistema. En este diseño la caja de engranajes es prescindible.

Su comportamiento es muy similar al de los generadores solares fotovoltaicos:

Capacidad de soportar perturbaciones en la tensión:

- LVTR: las máquinas antiguas desconectan a partir de cierto nivel de hueco de tensión dependiendo de fabricante, no obstante, hoy ya se fabrican con capacidad LVRT.
- HVRT: las máquinas antiguas suelen desconectarse con tensiones mayores a 1,10 p.u, no obstante, las máquinas modernas soportan sobretensiones mayores dependiendo del fabricante.

Capacidad de soportar perturbaciones en la frecuencia:

- Sí.

Capacidad de soportar gradientes de frecuencia:

- Dependiendo de fabricante suelen tener un límite de capacidad que se sitúa por encima de 2 Hz/s.

Capacidad de aportar corriente de cortocircuito:

- Para Fallas Equilibradas: en el instante de aparición de la falla no aportan, pero si son maquinas modernas, posteriormente pueden aportar hasta la corriente nominal.
- Para Fallas Desequilibradas: no aporta secuencia inversa ya que aporta corriente equilibrada siempre como fallas equilibradas.

Capacidad de regulación dinámica de la tensión (AVR):

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

Capacidad de Regulación potencia-frecuencia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

Capacidad de Aporte de inercia:

- No, aunque la tecnología no se lo impide, siempre y cuando sea utilizado almacenamiento energético que usualmente es costoso.

Capacidad de Amortiguamiento de oscilaciones:

- No, aunque la tecnología no se lo impide.

4.2.3.4 *Interconexión con la Red*

El generador asíncrono se caracteriza porque no supe sus propios requerimientos de potencia reactiva, por tal motivo requiere de un banco de condensadores para crear su campo magnético y atender la demanda. Este banco está controlado por un dispositivo electrónico, encargado de conectar los condensadores necesarios de acuerdo con la generación y la demanda.

La componente reactiva es básicamente una cuestión de si la tensión y la corriente están o no en fase. Para asegurar que la calidad de potencia sea la adecuada, el controlador debe conectar y desconectar un gran número de condensadores eléctricos, que ajustaran la potencia reactiva, es decir el ángulo de fase entre la tensión y la corriente.

Un generador asíncrono precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar. En otro caso, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente de magnetización necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se ponga en marcha la turbina, en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diésel, para arrancar el sistema.

La conexión a red de aerogeneradores puedes ser: Directa o indirecta.

Los generadores asíncronos según su tecnología y control de velocidad funcionarán a una velocidad casi constante con conexión directa a red, o podrán ser con conexión indirecta a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna. Esta red está controlada electrónicamente mediante un inversor, por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el estator del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

Las ventajas de la conexión indirecta a red son: permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable y además permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento, y almacenar así parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Otra ventaja es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva, es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna, y así mejorar la calidad de potencia de la red eléctrica.

La principal desventaja de la conexión indirecta a red es el costo. La turbina necesitará un rectificador y dos inversores, uno para controlar la corriente del estator, y el otro para generar

la corriente de salida. Actualmente, parece ser que el costo de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras, aunque esto puede cambiar cuando el costo de la electrónica de potencia disminuya. Adicionalmente, las estadísticas de operación de turbinas eólicas con electrónica de potencia muestran que las tasas de disponibilidad de estas máquinas están por debajo de las de las máquinas convencionales, debido a fallos en la electrónica de potencia. Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.

4.2.4 Otros Tipos de Tecnologías

Hacer una enumeración de todas las tecnologías renovables requiere definir y delimitar el propio concepto de Energías Renovables. Según el ámbito de aplicación, actuación, organismo o normativa concreta se pueden encontrar distintas definiciones. A veces se utiliza terminología distinta, pero con el mismo significado aproximado: “energías alternativas”, “energías limpias”, “energías verdes” o “energías sustitutivas” son algunos ejemplos.

Sin embargo, en este punto se hará la descripción de algunas tecnologías que, aunque se pueden considerar aún como emergentes, su etapa de investigación y desarrollo está muy avanzada, llegando al punto de que ya tienen una gran participación en la matriz energética mundial.

4.2.4.1 Energía del Mar

Se conoce como energía marina un conjunto de tecnologías que aprovechan la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino y las diferencias de la salinidad del agua.

Esta se puede considerar como otro tipo de energía subsecuente de la energía del sol, sin embargo, hay otros factores adicionales como las corrientes marinas, los vientos y la misma gravedad de la luna que producen los movimientos de las masas de agua de océanos y mares.

Energía de las Olas o Undimotriz (Wave Energy)

La energía undimotriz, u olamotriz, es la energía que permite la obtención de electricidad a partir de energía mecánica generada por el movimiento de las olas. Es una de las fuentes de energía renovable más estudiadas actualmente. Aunque existen múltiples mecanismos para

su aprovechamiento, el principio es básicamente el mismo, aprovechar el movimiento inagotable de las olas.

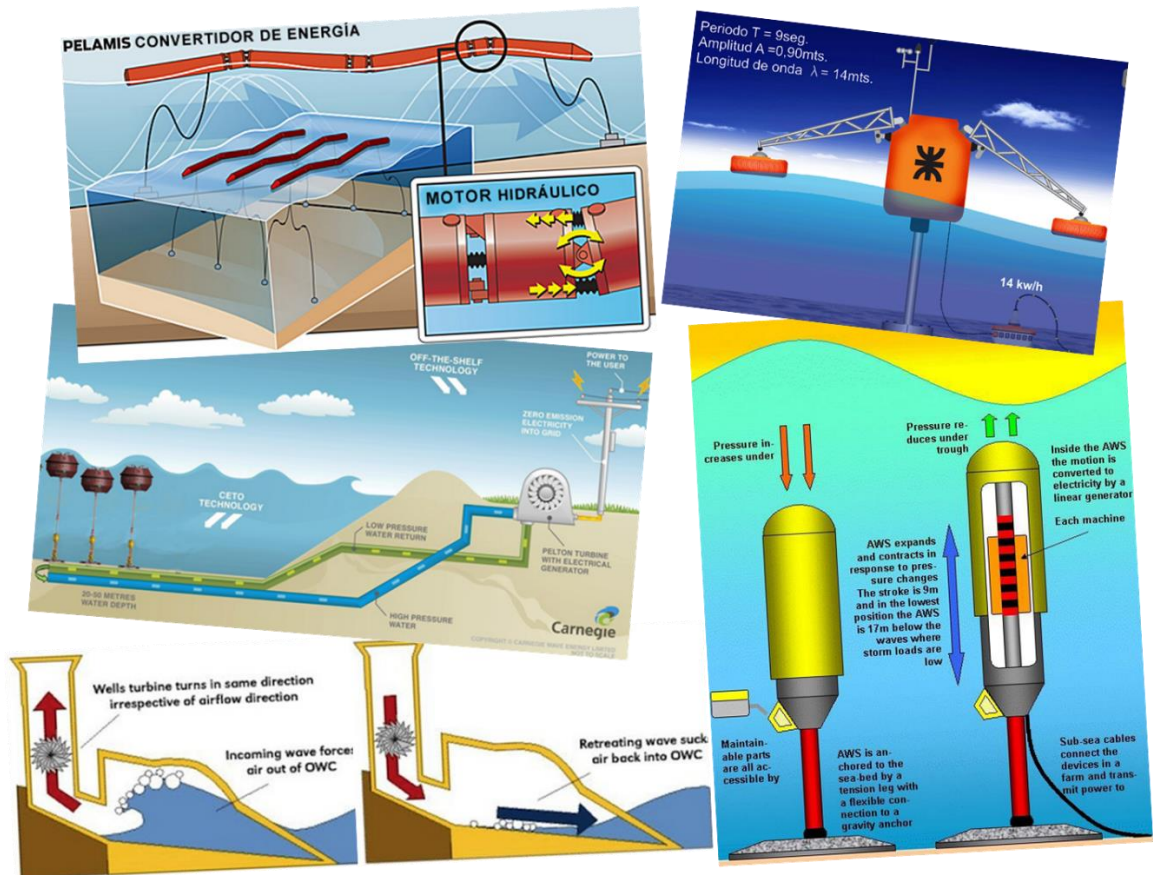


Figura 4.31. Aprovechamiento de la Energía Undimotriz.

Las olas, contienen gran cantidad de energía. Los vientos fuertes que soplan en los territorios costeros son ideales para explotar la energía de las olas. La energía de las olas es relativamente una tecnología nueva y las investigaciones más intensas comenzaron en la década de los 70 y 80.

Las partículas de agua se mueven describiendo círculos, por lo que la ola transporta energía tanto en la superficie como en las capas más profundas.

Con la aplicación de esta tecnología se busca el aprovechamiento de tres fenómenos: el empuje de la ola, la variación de altura en la superficie y la variación de la presión bajo la superficie.

La potencia contenida en una ola es proporcional a su amplitud y al periodo del movimiento. Las olas con periodos largos, entre 7 s y 10 s, y grandes amplitudes, del orden de 2 m tienen un flujo de energía que normalmente excede de los 40 a los 50kW por metro de ancho.

Energía de las Mareas (Tidal Energy)

La esencia es el aprovechamiento de las corrientes de agua que se forman durante los tiempos de subida y bajada de las mareas.

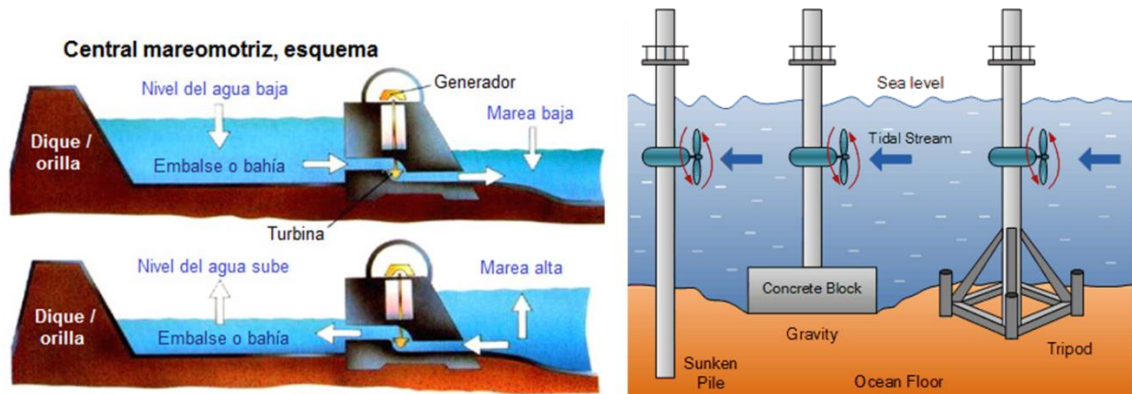


Figura 4.32. Aprovechamiento de la Energía Mareomotriz.

Una opción es aprovechar el recorrido de la marea con turbinas de manera similar a la generación eólica. Como la densidad del agua es mayor que la del aire, se requiere menor velocidad para producir la misma energía.

Otra opción es aprovechar las mareas para mediante una presa o barrera artificial, generar diferencias de altura y posteriormente mediante el proceso de nivelación el agua “reservada” hace girar la turbina de un generador. En algunos casos donde el efecto de la marea es bien marcado, es decir, el efecto de la subida de la marea es tan pronunciado como el efecto de la bajada, el proceso de generación se podría realizar en ambos sentidos.

Estas dos tecnologías presentan ambas las mismas ventajas. El potencial de la energía de las olas, según la UNESCO, es de unos 4.000 gigavatios (GV), si bien todavía no se sabe la cantidad que se puede aprovechar y suministrar a un a un precio económico. Además, se trata de una energía predecible y que no contamina. Tiene una elevada flexibilidad para su instalación con múltiples aplicaciones.

Sus desventajas son el impacto visual, el ruido, la destrucción de la vida marina, conflictos con la navegación y la interferencia con otras actividades recreativas o comerciales.

Energía osmótica o del gradiente salino

Este tipo de energía también es conocida con el nombre de energía azul, y aprovecha la diferencia de concentración de sal que existe entre el agua del mar y de los ríos. La energía se obtiene mediante un proceso de ósmosis.

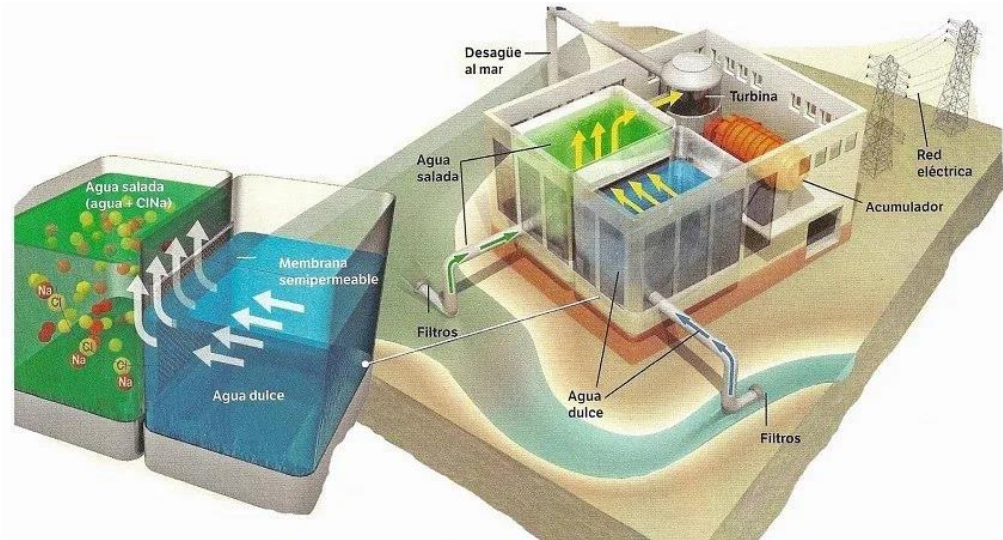


Figura 4.33. Aprovechamiento de la Energía Osmótica.

El agua dulce y salada se encuentra en la planta osmótica dividida en dos cámaras mediante una membrana semipermeable, con lo que se produce un flujo natural de agua dulce hacia el lado donde se encuentra el agua de mar para tratar de reducir su concentración e igualarla los niveles entre ambas, experimentándose un aumento de volumen de agua salada y un salto de presión a cada lado de la membrana.

Energía Maremotérmica u Oceanotérmica.

La energía maremotérmica aprovecha la diferencia de temperaturas que existen entre la superficie del mar y las aguas profundas. Los océanos son los mayores focos de acumulación de la energía solar, ya que su gran inercia térmica permite que las temperaturas sean más estables en ellos.

La diferencia de temperatura que existe entre el agua superficial y el fondo del mar es consecuencia del grado de penetración del calor solar, esto se conoce con el nombre de gradiente térmico (a mayor profundidad la radiación decrece, es decir, las temperaturas disminuyen).

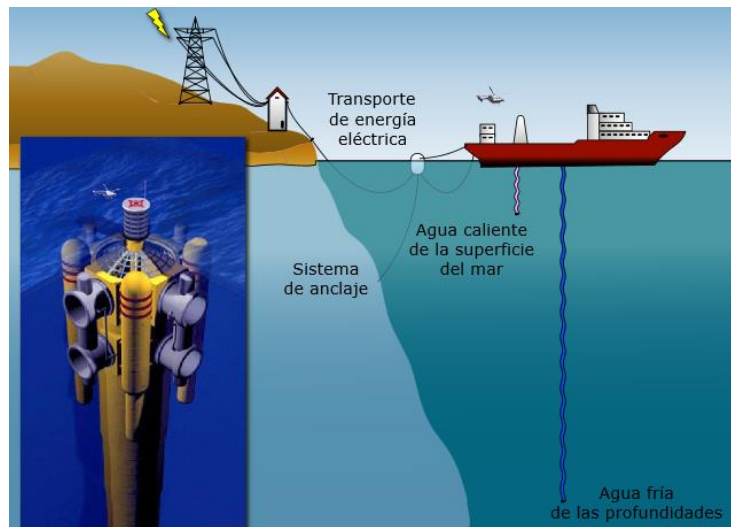


Figura 4.34. Aprovechamiento de la Energía Maremotérmica.

Para poder obtener energía maremotérmica es necesario que la diferencia de las temperaturas sea de al menos 20 grados.

A lo largo del planeta existen plantas de investigación y desarrollo de la energía maremotérmica, siendo posible la mejora del rendimiento de estas centrales próximamente.

Energía de las corrientes

Ésta aprovecha la energía cinética contenida en las corrientes marinas para producir energía. Estos efectos pueden verse intensificados cuando la corriente atraviesa zonas estrechas limitadas por masas de terreno, con lo que se aumenta la velocidad.

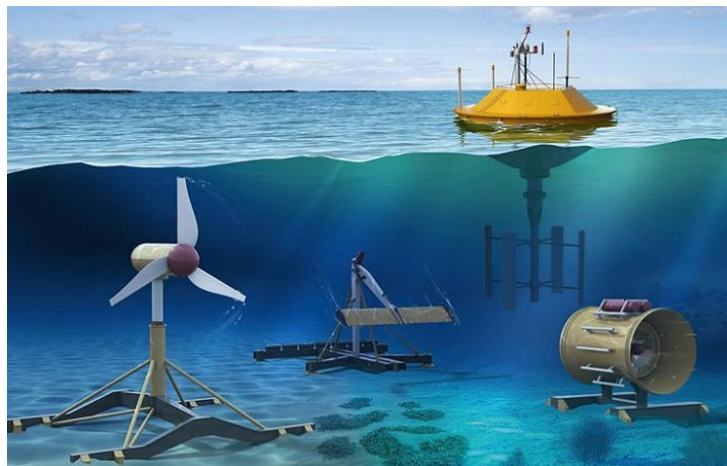


Figura 4.35. Aprovechamiento de la Energía de las Corrientes Marinas.

Este tipo de energía tiene un gran potencial, proporcionando además un flujo energético constante y predecible. Los emplazamientos con mayor potencial suelen encontrarse a un kilómetro de la costa, donde la profundidad varía entre 20 y 30 metros.

Para la obtención de esta energía pueden emplearse rotores axiales (eje horizontal) o rotores de flujo cruzado (eje vertical), pudiendo colocarse sobre el lecho marino, si se trata de aguas poco profundas, o sobre un sistema flotante con amarres, que pueden aplicarse con más independencia de la profundidad.

Toda la potencia obtenida de estas fuentes provenientes del mar es en principio variables, por lo que realizar la interconexión directa con la red de transmisión es poco práctico. En este caso es necesario realizar la aglomeración de la potencia a través de baterías, para posteriormente ser inyectada a red mediante electrónica de potencia a través de un inversor.

4.2.4.2 *Energía Geotérmica*

La energía geotérmica es aquella energía almacenada en forma de calor que se encuentra bajo la superficie de la tierra. Esta energía puede aprovecharse para la producción directa de calor o para la generación de electricidad. Es una energía renovable y de producción continua las 24 horas del día y, por tanto, gestionable. El agua y/o el vapor transportan la energía geotérmica a la superficie de la Tierra. Sin embargo, para la electricidad, se necesitan recursos de generación de temperatura alta o media los cuales generalmente se encuentran cerca de regiones tectónicamente activas.

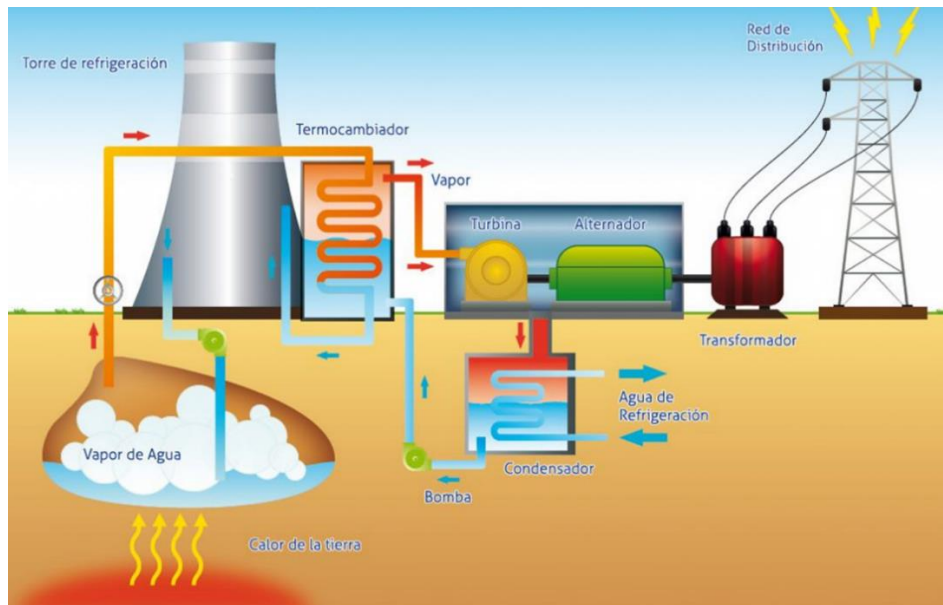


Figura 4.36. Aprovechamiento de la Energía Geotérmica.

La energía geotérmica de alta entalpía es la que aprovecha un recurso geotérmico que se encuentra en determinadas condiciones de presión y alta temperatura, usualmente superior a 150°C. Su uso ya ha sido probado desde hace décadas en países con gran potencial geotérmico como Islandia, Italia o Turquía.

El aprovechamiento de este recurso puede hacerse directamente si se dan de forma natural las condiciones geológicas y físicas para ello. Si el yacimiento geotérmico cuenta con condiciones físico-geológicas favorables, pero no existe fluido, éste podría inyectarse creando así un yacimiento de roca caliente seca. A este proceso se le denomina geotermia estimulada.

Las principales ventajas son que no depende de las condiciones climáticas y tiene factores de capacidad muy altos; Por estas razones, las plantas de energía geotérmica son capaces de suministrar electricidad de carga base, así como de proporcionar servicios auxiliares para la flexibilidad a corto y largo plazo en algunos casos.

4.2.4.3 *Energía de la Biomasa*

De forma general entiende por biomasa “la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de actividades agrarias, incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal, de la silvicultura y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales”.

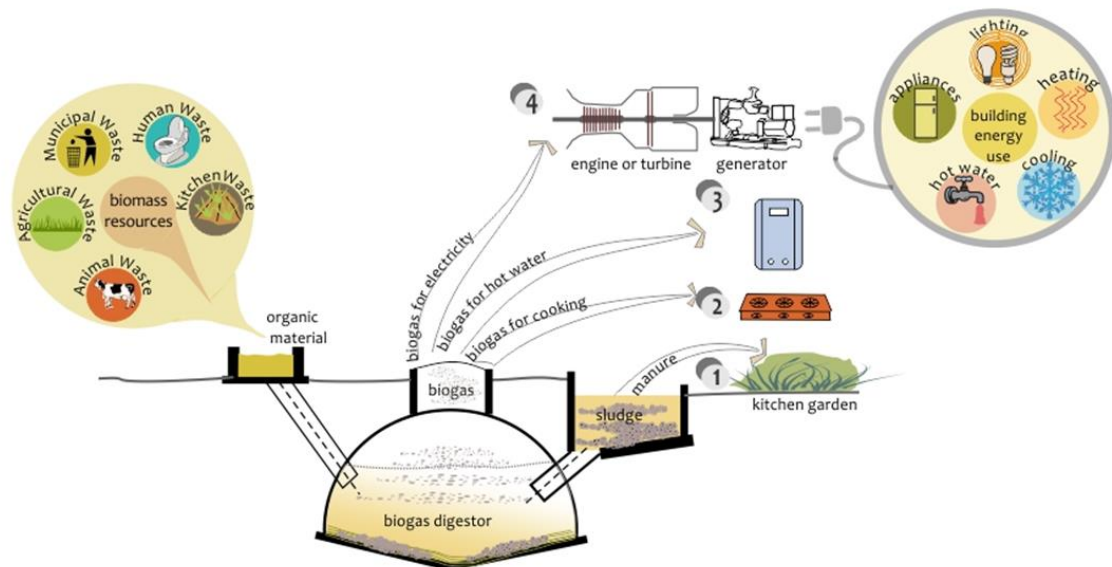


Figura 4.37. Aprovechamiento de la Energía de la Biomasa.

En el proceso de fotosíntesis las plantas convierten la radiación solar en energía química en forma de glucosa. Cuando esta biomasa es quemada o convertida en biocombustible líquido o biogás, para posteriormente ser quemada, esta energía química se convierte en calor.

Algunos ejemplos de los materiales que pueden ser utilizados como biocombustibles son: madera y desechos de procesamiento de la madera son quemados para calentar edificios, para producir calor de proceso en la industria y para generar electricidad. Cultivos agrícolas y materiales de desecho: quemados como combustible o convertidos en biocombustibles líquidos como etanol y biodiesel. Alimentos, jardín y desechos de madera en la basura quemados para generar electricidad en plantas de energía o convertidos en biogás en vertederos. Estiércol animal y alcantarillado humano: convertido en biogás, que puede quemarse como combustible.

Los combustibles de biomasa proporcionaron aproximadamente el 5% del uso total de energía primaria en los Estados Unidos en 2018. De ese 5%, aproximadamente el 46% era de biocombustibles, principalmente etanol, el 44% era de madera y biomasa derivada de la madera, y el 10% era de la biomasa en los residuos municipales.

Tanto para fines térmicos como eléctricos, existen depositadas grandes expectativas en esta fuente de energía. Una ventaja muy importante de la biomasa es su alta disponibilidad (7.500 y 8.000 horas al año) pudiendo aportar una estabilidad al sistema eléctrico que otras renovables “no gestionables” no hacen. Al margen de que esta fuente energía renovable tiene suficiente entidad como para poder desarrollarse de forma independiente, está adquiriendo mayor importancia en los últimos tiempos por las posibilidades de hibridación con otras fuentes de energías renovables y ser parte de la solución a la intermitencia de estas y complementando cuando no están disponibles.

Otra gran ventaja de la biomasa es el aprovechamiento de un residuo que pocas veces tiene otra utilidad y valorizar este recurso contribuye al desarrollo económico de las zonas rurales.

4.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía

Con la integración de todas las tecnologías de generación con FERNC descritas, en los parques de generación de los sistemas de potencia en todo el mundo, y poniendo en consideración algunas de las características de estas, como los inconvenientes respecto a la interconexión con la red debido a la variabilidad de la potencia entregada, se hace necesario

buscar alternativas que mitiguen este impase, pero que además brinden continuidad en horas donde no se disponga del recurso primario [2].

En este sentido se hace evidente que los Sistemas de Almacenamiento de Energía (*Energy Storage System – ESS*) son una alternativa técnicamente viable, gracias a que con el avance tecnológico se ha facilitado la reducción de sus costos tanto de los materiales como de su instalación.

Los *ESS* permiten conservar la energía generada para liberarla cuando se requiera. Existen diversos métodos de almacenar energía a lo largo de la cadena de suministro:

- A nivel de la generación: con acumulación por bombeo, aire comprimido, almacenamiento de hidrógeno y almacenamiento térmico;
- Almacenamiento en red: con baterías, supercondensadores y superconductores, así como volantes de inercia.
- A nivel del consumidor final: con baterías, superconductores y volantes de inercia.

El desarrollo de las tecnologías de almacenamiento energético son elementos fundamentales para las Redes Eléctricas Inteligentes del futuro. Permite el aplanamiento de la curva de demanda y ayudan a conseguir la autosuficiencia energética y como una de sus principales cualidades permite la interconexión de las FERNC con la red facilitando su integración a la matriz energética y además dotando al sistema eléctrico de una mayor eficiencia y seguridad.

4.3.1 Acumulación por Bombeo



Figura 4.38. Almacenamiento de Energía por Bombeo.

Es la forma de almacenamiento con la mayor capacidad instalada en todo el mundo. Se trata de una tecnología usada por las centrales hidroeléctricas que permite acumular energía durante varias horas. Cuando hay un excedente de producción de energía, se bombea agua desde un embalse a otro que se encuentra a mayor altura aumentando la energía potencial de la masa de agua bombeada para tener reservas con que generar más adelante.

El principal problema del bombeo reversible es la dependencia de la topografía, es decir, que necesitas poder hacer dos embalses en un mismo cauce a dos alturas lo suficientemente diferentes y esto no se encuentra todos los días.

4.3.2 Aire Comprimido

También conocido como (*Compressed Air Energy Storage – CAES*). Consiste en el almacenamiento de energía aprovechando las horas de menor demanda para desviar la producción sobrante de energía renovable a una central de compresión de aire para introducirlo en una caverna subterránea especialmente construida para su almacenamiento. Cuando se alcanza su capacidad máxima o la demanda vuelve a crecer, se cambia el sentido del flujo para extraer el aire comprimido y utilizarlo para producir energía eléctrica.

Existen tres maneras para aprovechamiento de la energía por aire comprimido, los cuales dependen fundamentalmente del calor, debido a que la compresión de aire crea calor. El almacenamiento de aire puede ser adiabático, diabático, o isotérmico.

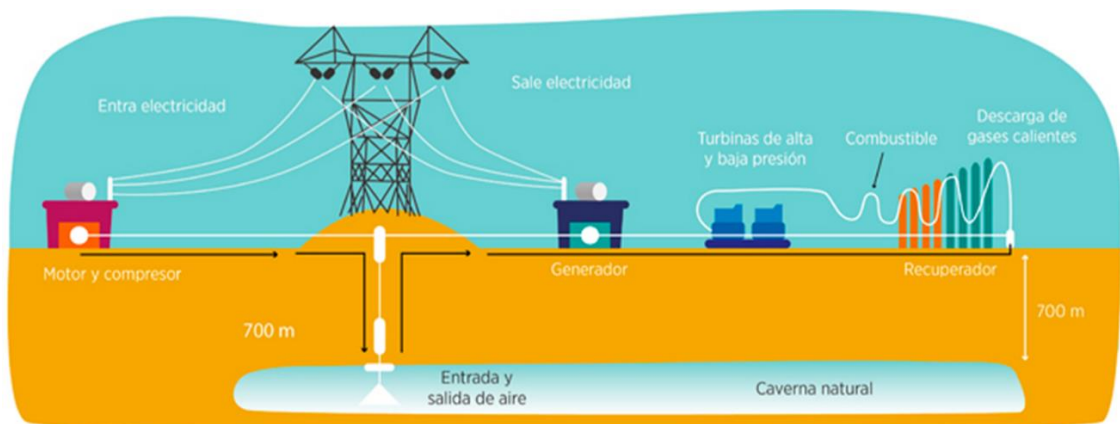


Figura 4.39. Almacenamiento de Energía por Aire Comprimido.

El almacenamiento adiabático continúa para mantener el calor producido por la compresión y la devuelve al aire cuando este se expande para generar energía. Almacenamiento diabático disipa mucho del calor de la compresión con intercambiadores (aproximándose así a

compresión isoterma) a la atmósfera en forma de desechos; esencialmente, perdiendo, así, la energía renovable usada para realizar el trabajo de compresión. Métodos de compresión y expansión isotérmica intentan mantener la temperatura operativa por intercambio de calor constante al entorno. Son sólo prácticos para niveles de bajos de energía, sin necesidad de intercambiadores muy eficaces. La eficacia teórica de almacenamiento de energía isoterma se acerca 100% para una perfecta transferencia de calor al entorno. En la práctica, ninguno de estos ciclos termodinámicos perfectos es obtenible, cuando algunas pérdidas de calor son inevitables.

4.3.3 Almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno se describe como el combustible del futuro. Para producir este elemento, se necesita realizar un proceso llamado “electrólisis” que utiliza agua y electricidad como “materias primas”. El hidrógeno generado se puede almacenar en contenedores especiales durante largos periodos de tiempo para posteriormente ser utilizado a conveniencia. El principio de almacenamiento para este tipo de tecnología se da al aprovechar los excesos de generación proveniente de energías renovables para su producción, para luego ser utilizada en horas de máxima demanda para generar electricidad en plantas de gas o para proveer a los coches de combustible.

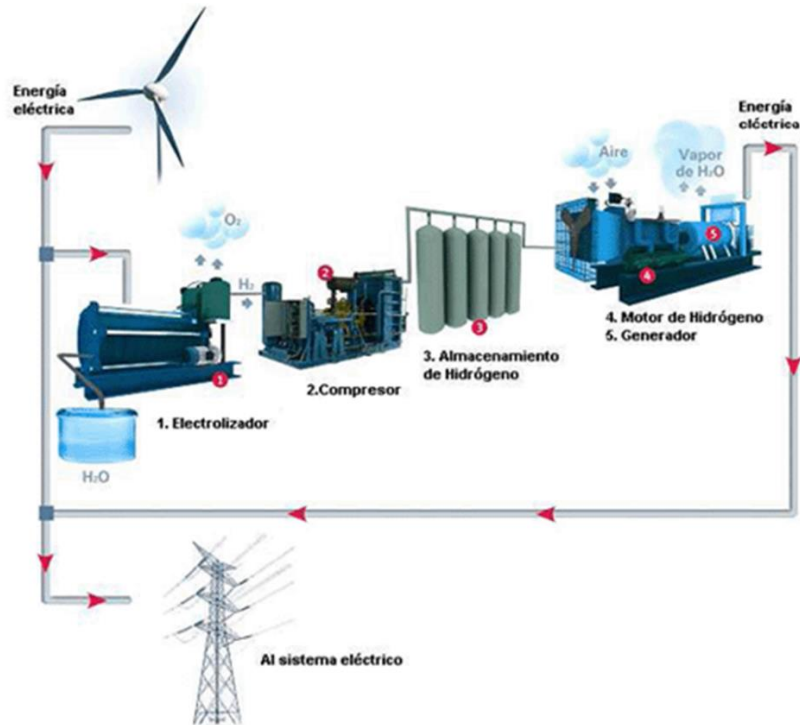


Figura 4.40. Almacenamiento de Energía Mediante Hidrógeno.

La energía eléctrica que se desea almacenar se deriva hacia un electrolizador, que es un dispositivo en el que el paso de la corriente eléctrica disocia agua en sus dos componentes: oxígeno (O_2) e hidrógeno (H_2) según la reacción $H_2O = H_2 + \frac{1}{2}O_2$. El H_2 obtenido se comprime para hacer más fácil su almacenamiento, mientras que el O_2 , que no tiene contenido energético, se libera a la atmósfera, de la que ya es componente. El H_2 se mantiene almacenado en recipientes a presión hasta el momento en el que debe emplearse para generar energía eléctrica en situaciones de demanda o necesidad de gestión.

4.3.4 Almacenamiento Térmico

Es una técnica de acumulación de energía mediante la cual se aprovecha el calor, subiendo o bajando la temperatura de una sustancia, cambiando la fase de la sustancia o una combinación de ambos mecanismos.

Existen dos mecanismos térmicos para acumular energía, el primero es el calor latente, que representa la energía necesaria para producir el cambio de estado de una sustancia, mientras que el otro corresponde al calor sensible y representa la energía necesaria para producir un cambio en su temperatura [4].

El almacenamiento por calor latente tiene ciertas ventajas por sobre el mecanismo de calor sensible, ya que, en un intervalo de temperatura pequeño, se puede almacenar más energía, lo que implica, una mayor densidad de energía. El cambio de fase líquido-gaseoso es el que presenta mayor densidad energética, sin embargo, tiene un mayor cambio volumétrico, es por esto por lo que el más conveniente es el cambio de fase sólido-líquido.

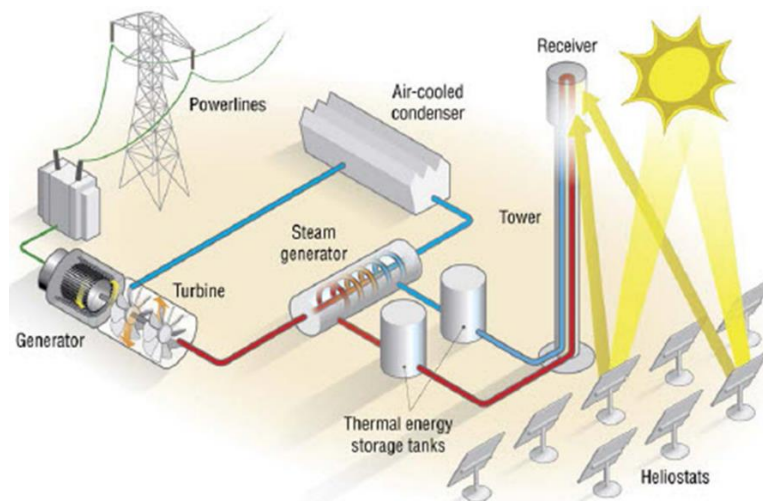


Figura 4.41. Almacenamiento de Energía Térmica.

En la literatura técnica los sistemas térmicos que utilizan estos mecanismos se los conoce como; almacenamiento de energía térmica de calor latente y almacenamiento de energía térmica de calor sensible.

4.3.5 Baterías

También es usual llamarlos en la literatura técnica como (*Battery Energy Storage Systems - BESS*). Es un sistema de almacenamiento de energía empleando procedimientos electroquímicos que tiene la capacidad de devolver dicha energía posteriormente casi en su totalidad. Este ciclo puede repetirse un determinado número de veces.

La energía eléctrica es almacenada o liberada mediante reacciones electroquímicas que transportan electrones entre electrodos, que se encuentran interiormente conectados por un electrolito, los cuales pueden ser soluciones líquidas, polímeros conductores sólidos, gel, para llevar cabo reacciones específicas de reducción/oxidación. Frecuentemente se utilizan catalizadores para acelerar las tasas de reacción a niveles aceptables.

El principio de funcionamiento de una batería está basado en un proceso reversible llamado reducción-oxidación, donde uno de los componentes se oxida (pierde electrones) y el otro componente se reduce (gana electrones). Por lo tanto, se trata de un proceso en el que los componentes no se consumen, sino que únicamente cambian su estado de oxidación; por otro lado, dichos componentes pueden retornar a su estado original en las circunstancias adecuadas. Estas circunstancias son el cierre del circuito externo durante el proceso de descarga y la aplicación de una corriente externa durante el proceso de carga. Se recargan en cuestión de segundos y son capaces de almacenar varias horas de energía.

	Ion - Litio	Plomo - Ácido	Sodio - Sulfuro	Redox - Vanadio	Redox Zn - Br
Densidad de Energía (MJ/m^3)	10,8 - 14,4	60 - 180	540	54 - 65	72 - 108
Rango de Energía (MJ)	$36 \cdot 10^3$	$144 \cdot 10^3$	$172,8 \cdot 10^3$	$36 \cdot 10^3$	$36 \cdot 10^3$
Rango de Potencia (MW)	0,1 - 10	0,1 - 10	0,1 - 10	0,1 - 100	0,1 - 100
Tiempo Carga y Descarga	H - min	H - min	Horas	Horas	Horas
Ciclos de Carga/Descarga	4500	2500	4500	20000	12000
Rendimiento (%)	94	90	80	90	75
Mínimo Estado de Carga (%)	10	20	10	5	10
Coste de Instalación (€/kWh)	530	360	285	700	385
Coste Mantenimiento (€/kWh·año)	3	2	3	10	13

Tabla 4.1. Baterías Comerciales más Utilizadas.

Existe una gran variedad de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica. En la Tabla 4.1. se presenta un breve resumen de las cinco tecnologías que se utilizan con más frecuencia a nivel de sistemas de potencia en la actualidad.

4.3.6 Supercondensadores

Los supercondensadores, también llamados ultracapacitores o Condensadores Electroquímicos de Doble Capa (*Electrolytic Double Layer Capacitor - EDLC*) están formados por pares de placas conductoras separadas por un medio dieléctrico. Su funcionamiento es muy similar al de un condensador a gran escala. Sin embargo, el nombre de supercondensador indica su mayor capacidad (medida en Faradios), miles de veces mayor que la capacidad de los condensadores electrolíticos de alta capacidad, pudiéndose cargar y descargar en brevísimos periodos de tiempo. Los *EDLC* más potentes del mercado llegan hasta los 5000 F de capacidad.

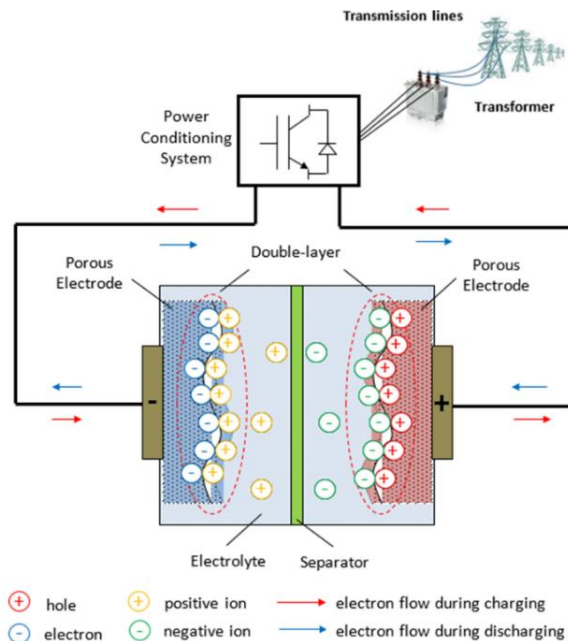


Figura 4.42. Almacenamiento de Energía Mediante Supercondensadores.

Este tipo de almacenamiento se basa en el uso de capacitores para almacenar energía en forma de campo eléctrico. Su funcionamiento es el mismo que cualquier capacitor, se basa en almacenar cargas electrostáticas para formar un campo eléctrico, y así almacenar la energía. La diferencia que poseen estos capacitores con los regulares es que poseen capacitancias muy altas en un espacio reducido (alta densidad de capacitancia), llegando incluso a las decenas de Faradios. Lo que los hace deseables para aplicaciones de energía, es su gran capacidad de

rampa, pudiendo descargarse y cargarse con mucha velocidad, y pueden usar su carga completamente.

Gracias a las características de los supercondensadores, estos tienen una amplia gama de aplicaciones como, por ejemplo: Apoyo energético, suavizando la energía, cubriendo picos de demanda sin generar sobrecargas a la red eléctrica y cubriendo interrupciones de suministro de poca duración. Estabilizador de la tensión suministrada por los paneles solares. Como fuente de energía para el arranque de grandes motores.

4.3.7 Almacenamiento por Superconductores

También son conocidos como (*Superconducting Magnetic Energy Storage - SMES*).

Permite almacenar energía bajo la forma de un campo magnético creado por la circulación de una corriente continua en un anillo superconductor que está refrigerado a una temperatura por debajo de la temperatura crítica de superconductividad.

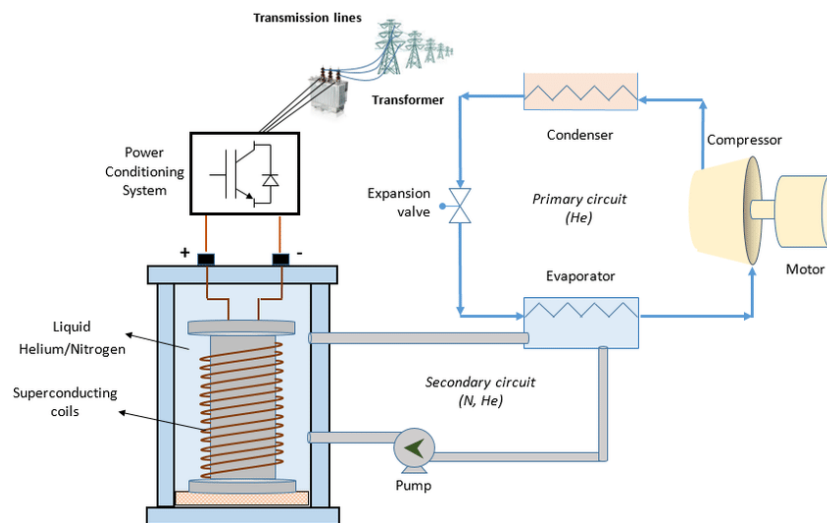


Figura 4.43. Almacenamiento de Energía Mediante Superconductores.

Una vez que la bobina superconductor se carga, la corriente ya no disminuye y la energía magnética puede almacenarse indefinidamente. La energía almacenada puede ser entregada a la red descargando al anillo. Para extraer la energía se interrumpe la corriente que circula por la bobina abriendo y cerrando repetidamente un conmutador de estado sólido del sistema basado en electrónica de potencia. Debido a su alta inductancia, la bobina se comporta como una fuente de corriente que puede utilizarse para cargar un condensador que proporciona una entrada de tensión continua a un inversor que produce la tensión alterna requerida. El sistema de potencia origina del 2% al 3% de pérdidas de energía. Sin embargo, los *SMES* son muy

eficientes, pues sus pérdidas son muy bajas comparadas con las de otros sistemas de almacenamiento de energía.

4.3.8 Volantes de inercia

También llamados (*Flywheel Energy Storage - FES*). Consiste en el empleo de un disco metálico que comienza a girar cuando se le aplica un par motor. Este volante continúa su movimiento por inercia aun cuando cesa el par motor que lo propulsa. De esta forma, el volante de inercia se opone a las aceleraciones bruscas en un movimiento rotativo. Este efecto en sí corresponde al almacenamiento de energía en forma mecánica o cinética.

Para su aplicación en el sistema de potencia este es acoplado a un motor-generador, el cual bajo condiciones normales de operación funciona como motor y ante eventos funciona como generador. Dentro de sus ventajas está la reducción de las fluctuaciones de velocidad angular gracias a su oposición a los cambios bruscos de velocidad angular, es decir, suaviza el flujo de energía entre una fuente de potencia y su carga. Adicionalmente, bajo condiciones de baja frecuencia se puede dar una señal de acción que permita inyectar corriente al sistema gracias al torque electromagnético generado producto de la desaceleración del volante. Esto a su vez provee al sistema de inercia, lo cual ante la entrada masiva de fuentes renovables no rotacionales que desplazan a las máquinas convencionales, es un mecanismo de autorregulación o contención de la frecuencia. Sus desventajas radican en su alto grado de pérdidas rotacionales debido a la fricción existente en el sistema de rodamientos, aunque con el avance de la tecnología y el desarrollo de rodamientos magnéticos y cámaras de vacío, se está superando esta condición.

4.4 Sistemas de Interconexión a la Red

Ya se había mencionado anteriormente que algunas de las tecnologías empleadas para el aprovechamiento de los recursos renovables presentan ciertas condiciones que no les permiten inyectar de manera directa a la red la potencia eléctrica generada, ya sea porque la producción se da en corriente continua como el caso de la solar fotovoltaica, o porque su variabilidad no está alineada con los requerimientos de seguridad y calidad de la potencia del sistema como los aerogeneradores.

También se había mencionado que para solucionar estos inconvenientes era necesario un sistema que sirviera de acople, y que además garantizara la calidad de la señal en el punto de conexión con la red. Estos sistemas corresponden a los Inversores.

Un inversor es un dispositivo electrónico cuya función es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con una magnitud y frecuencia adecuada para la interconexión con la red. Su aplicación a nivel de aprovechamiento de generación con FERNC es para convertir la corriente continua generada, o la potencia almacenada en baterías o proveniente de acumuladores, en corriente alterna y de esta manera poder ser inyectados en la red.

El tipo más simple de inversor consiste en un oscilador que impulsa un transistor, que genera una onda cuadrada que abre y cierra un circuito. La onda se aplica luego a un transformador que suministra el voltaje requerido en la salida, redondeando la onda cuadrada hasta cierto punto. Con frecuencia se usan dispositivos más eficientes como el MOSFET, el tiristor o el IGBT en lugar del transistor común.

La forma de onda cuadrada generada por estos dispositivos tiene el problema de ser rica en armónicos superiores, mientras que la onda sinusoidal de la red eléctrica está desprovista de ella. Esto implica una menor eficiencia del equipo motorizado, mayor ruido, tanto acústico como eléctrico, y graves problemas de compatibilidad electromagnética.

Los inversores más complejos utilizan diferentes enfoques para producir una forma de onda sinusoidal con la mayor salida posible. Un circuito electrónico produce un voltaje de paso por medio de la modulación de ancho de pulso (PAM) tan cerca como sea posible de una onda sinusoidal. La señal, llamada onda sinusoidal modificada, se nivela mediante condensadores e inductores colocados en la entrada y en la salida del transformador para suprimir los armónicos.

Los mejores y más avanzados inversores basan su funcionamiento en la modulación por ancho de pulso (PWM). El sistema puede retroalimentarse para proporcionar una tensión de salida estable a medida que cambia el voltaje de entrada. Para ambos tipos de modulación, la calidad de la señal está determinada por la cantidad de bits utilizados. Se extiende desde un mínimo de 3 bits hasta un máximo de 12 bits, capaz de describir la señal sinusoidal de manera precisa.

Los inversores más avanzados utilizan la modulación por ancho de pulsos con una frecuencia portadora mucho más alta para aproximarse más a la onda sinusoidal o modulaciones por vectores de espacio mejorando la distorsión armónica de salida. También se puede realizar un tratamiento previo a la onda para mejorar el factor de potencia.

Otra característica importante de un inversor es la interfaz de red. Esta función, generalmente integrada, debe suplir los requisitos establecidos por las reglamentaciones y códigos de redes de cada uno de los operadores de sistemas y entes reguladores.

Las aplicaciones del inversor son múltiples:

- En el uso de paneles solares permite transformar la corriente directa en corriente alterna para inyectar la potencia a la red.
- En fuentes de alimentación ininterrumpida convierte la tensión suministrada por la batería en corriente alterna.
- En la transmisión HVDC convierte la energía de corriente continua a corriente alterna y viceversa.

4.5 Referencias

[1] Wang, Yiwang & Yong et al. “An Advanced Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Systems by Using Variable Universe Fuzzy Logic Control Considering Temperature Variability”. Electronics. 2018.

[2] J. Hongxin, F. Yang, et al. “Design of Hybrid Energy Storage Control System for Wind Farms Based on Flow Battery and Electric Double-Layer Capacitor”. IEEE Power and Energy Engineering Conference. 2010.

[3] Red Eléctrica de España. “El Sistema Eléctrico Español 2014”. Red Eléctrica de España. 2015. http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2014_v2.pdf

[4] Ibrahim Dincer, Marc A. Rosen. “Thermal Energy Storage: Systems and Applications”. Second Edition. Wiley. 2010.

5 IMPACTO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE

Como se pudo concluir del capítulo anterior, el impacto que provocan las Fuentes de Energía Renovable está asociado directamente con las dinámicas nuevas que se introducen en el sistema producto de la Electrónica de Potencia. Todas estas corresponden a tecnologías nuevas las cuales por principio tienen un comportamiento diferente al ya conocido y estudiado durante décadas como es la generación convencional que utiliza mayoritariamente máquinas síncronas.

Adicionalmente, debido a la naturaleza misma del recurso primario de las FERNC, la generación proveniente de estas es no gestionable, es decir, que el operador del sistema no puede inferir sobre el valor de potencia que esta fuente deba entregar al sistema en un momento dado, además su valor varía rápidamente en función del recurso primario.

Otro impacto derivado de la penetración de estos recursos renovables es que los tiempos de construcción y entrada en operación son muy reducidos en comparación con los tiempos de planeación, instalación y puesta en servicio de las redes de transmisión, por lo que estas se pueden quedar corta y no estar en capacidad de atender nueva capacidad de generación conectada a la red. Debido a los reducidos tiempos de instalación, el crecimiento de las FERNC no está acompañado por el sistema de transmisión. En este punto se hace necesario que el sistema de transmisión posea alta flexibilidad para ir de la mano con la generación renovable.

Estas fuentes impactan directamente sobre la estabilidad del Sistema de Potencia por lo que antes de entrar en detalle de cada uno de los fenómenos sobre los que tiene impactos es necesario hacer un repaso sobre el tema.

5.1 Estabilidad de Sistemas de Potencia

La Estabilidad para un Sistema Eléctrico de Potencia puede ser definida como la propiedad que tiene dicho sistema de mantener un estado de equilibrio general bajo condiciones

normales de operación y de retornar a un estado operativo aceptable en régimen de equilibrio en el menor tiempo después de haber sufrido alguna perturbación.

En un estado de equilibrio general, las variables eléctricas de tensión, ángulo y frecuencia se mantienen constantes y dentro de un rango de valores aceptables en el tiempo, y si por alguna razón operativa los valores de una de estas variables esta por fuera de su rango de tolerancia, se considera que el sistema se encuentra en un estado de inestabilidad. En este punto de operación inestable, el Sistema Eléctrico es susceptible a sufrir un colapso si se llegase a presentar algún tipo de perturbación, dado que este no estaría en condiciones para retornar a un estado operativo admisible.

La inestabilidad se puede manifestar de muchas maneras; tradicionalmente se ha considerado que la estabilidad del sistema eléctrico de potencia se refiere a la preservación del sincronismo de las máquinas de generación del sistema, pero históricamente se ha visto que, aunque no haya pérdida de sincronismo, el sistema puede entrar en inestabilidad, por ejemplo, por mala regulación de voltaje en una línea de transmisión muy extensa que alimenta una carga lejana.

En la naturaleza el fenómeno de estabilidad está asociada a un estado de compensación de fuerzas perturbadoras y fuerzas moderadoras, donde la igualdad de estas genera un estado de equilibrio en el cual se encuentra el estado de operación óptimo imperturbable.

Los fenómenos de inestabilidad a los que puede estar sometido un sistema eléctrico de potencia son diversos y dependen fundamentalmente del modo de operación del sistema y de su interconexión o topología de la red eléctrica. Cuando el punto de operación del sistema está bien establecido, en cuanto a los valores de las variables eléctricas principales, el sistema es estable y por tanto resistente a las perturbaciones. Adicionalmente, una red eléctrica fuertemente interconectada es más hábil para sopesar alguna anomalía operativa del sistema.

En el análisis de estabilidad, la principal preocupación es el comportamiento del Sistema cuando es sometido a alguna perturbación. El Sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo dicha perturbación y suplir con éxito el pico de demanda que se le exija, además, debe soportar un número indefinido de eventos, sea cual sea la naturaleza de este o el tipo de perturbación.

Los tipos de perturbaciones a los que están expuestos los Sistemas Eléctricos de Potencia pueden ser de dos clases, de tipo topológico y debido a fluctuaciones severas de carga. Las de tipo topológico se deben principalmente a la salida forzada de algún equipo del sistema, llámese línea de transmisión, transformador, máquina de generación, carga, etc. la cual al

ocurrir produce anomalías en la operación del sistema debido a la redistribución de flujos de potencia por la red eléctrica y a las oscilaciones de potencia que este fenómeno acarrea. Las perturbaciones por fluctuaciones severas de carga se deben básicamente por incrementos o decrementos inesperados en la demanda del sistema, los cuales no estaban previstos en la programación o la planeación de la operación.

Una perturbación severa sobre algún equipo del sistema puede causar múltiples problemas de inestabilidad debido a que en primera instancia el mismo evento desestabiliza el sistema y seguido, la actuación de las protecciones asociadas causa cambios bruscos en la transferencia de potencia, la cual a su vez influye en la regulación de voltaje en los nodos y en la velocidad de los generadores, llevando al sistema a un punto crítico de estabilidad, debido a que estas mismas respuestas también generan perturbaciones.

Dado el crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia, debido a nuevas interconexiones con otros sistemas que inicialmente se encontraban aislados, además del uso de nuevas tecnologías tanto para el control y las protecciones como de generación basada en electrónica de potencia y adicionalmente las condiciones de operación altamente exigentes, han hecho que surjan nuevas y diferentes formas de inestabilidad en los sistemas eléctricos. Esto ha creado la necesidad de reevaluar la definición y la clasificación de los diversos fenómenos asociados a la estabilidad de sistemas eléctricos.

La estabilidad de los sistemas de potencia es un único problema, sin embargo, no es práctico tratarlo como tal. La inestabilidad de la red puede adoptar diferentes formas y depende de una amplia gama de factores.

Para clasificar los diversos problemas de inestabilidad que se presentan bajo la influencia de un mismo evento, dentro de diferentes categorías con el fin de simplificar los análisis y comprender mejor el fenómeno, es necesario identificar individualmente los factores que promueven el problema específico de inestabilidad.

Análisis de problemas de estabilidad, incluida la identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la elaboración de métodos para mejorar el funcionamiento estable facilita enormemente la clasificación de la estabilidad en las correspondientes categorías. Estos se basan en las siguientes consideraciones [1]:

- La naturaleza física de la inestabilidad relacionada con el principal parámetro del sistema en el que se puede observar la inestabilidad.
- El tamaño de la perturbación considerada indica el método más apropiado de cálculo y predicción de la estabilidad.

- Los dispositivos, procesos, y el periodo de tiempo que deben tenerse en cuenta para determinar la estabilidad.

Los fenómenos de inestabilidad pueden clasificarse entonces como sigue:

- Inestabilidad de Ángulo del Rotor, en la cual el ángulo del rotor o la posición de este cambia respecto al campo magnético del estator en alguna o algunas de las máquinas que se encuentran interconectadas en el sistema y las saca de sincronismo.
- Inestabilidad en Frecuencia, en la cual, por efecto del aumento o disminución severa de carga, la velocidad de las máquinas de generación se incrementa o se reduce haciendo que la frecuencia del sistema varíe de forma brusca, superando los límites de operación estable.
- Inestabilidad de Tensión, en la cual el voltaje de alguna o algunas barras del sistema se incrementa o decae por fuera de los límites aceptables, por razón de insuficiencia de reactivos en dichas barras o por insuficiencia en la transferencia de potencia activa para suplir la demanda.

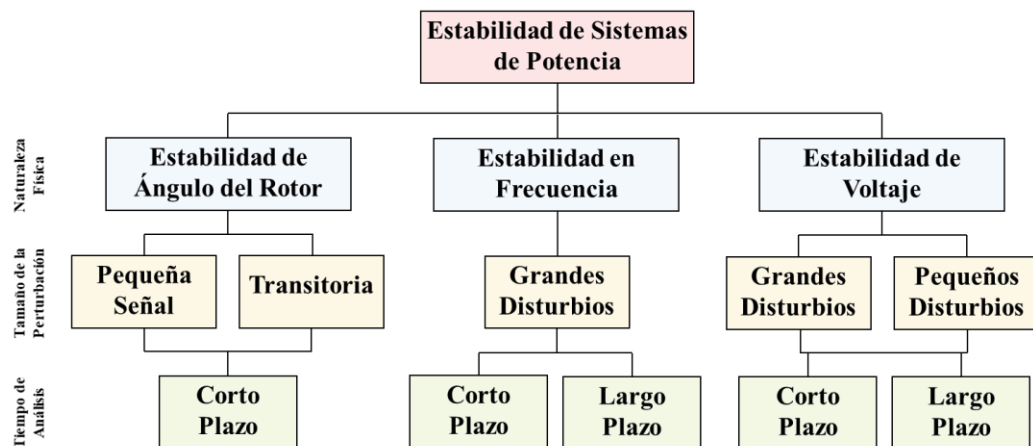


Figura 5.1. Clasificación de la Estabilidad de Sistemas de Potencia.

La estabilidad de sistemas eléctricos es similar a la estabilidad de cualquier sistema dinámico, y tiene una fundamentación matemática subyacente. En la literatura se pueden encontrar definiciones precisas de estabilidad tratadas con toda la rigurosidad de la teoría matemática acerca de estabilidad de sistemas dinámicos. En la elaboración de este documento se pretende dar una definición física de cada uno de los fenómenos de estabilidad conforme con las definiciones matemáticas, pero sin ahondar en la formulación matemática.

A continuación, se describirá cada uno de estos fenómenos de manera global.

5.1.1 Estabilidad de Ángulo

Se define Estabilidad de Ángulo del Rotor como la habilidad de las máquinas síncronas de generación interconectadas en el Sistema Eléctrico de mantener en sincronismo bajo condiciones estables de operación y bajo perturbaciones. Esto depende de la habilidad para mantener o restituir el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico en cada máquina.

Para entender mejor este fenómeno se hará una descripción de lo que ocurre respecto a la máquina síncrona. Una máquina síncrona tiene fundamentalmente dos elementos claves en la operación, el campo y la armadura. El campo, normalmente, se encuentra dispuesto en el rotor y la armadura en el estator. Cuando el rotor es movido por la turbina del generador, su campo magnético rotativo induce voltajes sinusoidales trifásicos en la armadura del estator. La frecuencia de estos voltajes y de las corrientes resultantes por efecto de conectar una carga al generador, dependen de la velocidad del rotor y del número de polos de la máquina. La frecuencia eléctrica del estator esta sincronizada con la velocidad mecánica del rotor, de ahí el nombre de Máquina Síncrona.

La razón por la cual una o varias máquinas pueden perder el sincronismo se debe fundamentalmente a la relación de los torques eléctricos y mecánicos existentes en cada máquina y los cuales dependen de la carga eléctrica y del torque aplicado por la turbina. En operación de régimen permanente todas las máquinas giran a una misma frecuencia eléctrica manteniendo una inercia. Si se alteran las condiciones operativas, es decir, las condiciones de carga y/o la velocidad del primo-motor, la máquina se acelera o se desacelera respecto a las demás, llevando al rotor a una nueva posición relativa respecto al campo magnético de la armadura, lo que se ve reflejado en una nueva abertura angular.

La potencia eléctrica entregada por la máquina es una función directa del seno de la abertura angular definida como δ , y esta define los límites para máxima transferencia de potencia, de acuerdo con la expresión presentada en la ecuación 5.1

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (5.1)$$

Donde E_G es el voltaje interno de la máquina 1, E_M es el voltaje interno en la maquina 2; X_T representa la reactancia equivalente del sistema ($X_T = X_G + X_L + X_M$), y δ representa la separación angular entre las dos máquinas, partiendo de que la referencia es la posición angular de alguna de las máquinas. La definición de estos parámetros se puede ver en el esquema de la Figura 5.2.

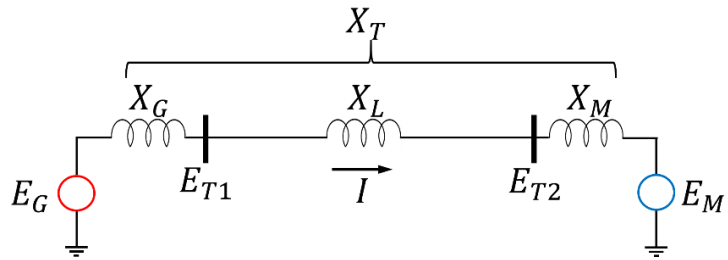


Figura 5.2. Modelo Idealizado del Sistema Generador, Línea de Transmisión, Motor.

La abertura angular δ depende básicamente del desfase angular existente entre el voltaje interno de la máquina 1 y de la máquina 2 debido a la caída de tensión resultante a causa de las reactancias serie que se muestran en el esquema de la Figura 5.2, de igual forma y como se enunció anteriormente, δ también depende de la abertura angular relativa entre el campo magnético de la armadura y el campo magnético del rotor.

El diagrama fasorial presentado en la Figura 5.3 muestra el desfase existente.

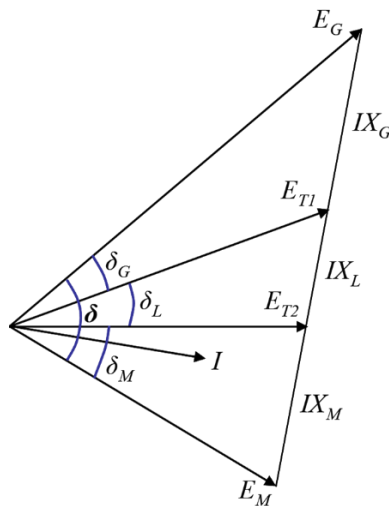


Figura 5.3. Diagrama Fasorial para Mostrar la Apertura Angular δ .

La figura 5.4 muestra el comportamiento de la potencia entregada en función de la abertura angular δ para dos máquinas interconectadas a través de una línea de transmisión.

Cuando existen más de dos máquinas en el sistema, el comportamiento se describe de igual forma. De acuerdo con la formulación se puede notar que el límite de la máxima potencia entregada por cada máquina es función de la abertura angular y se alcanza aproximadamente

cuando δ es 90° . Para valores mayores a 90° , la máquina no puede entregar más potencia y empieza a decrecer, aunque se suministre mayor potencia a la entrada del primo-motor.

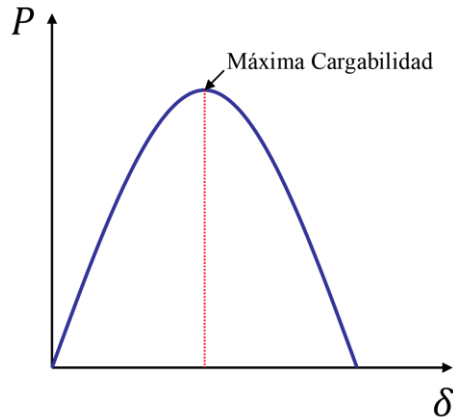


Figura 5.4. Diagrama para Mostrar la Máxima Transferencia de Potencia.

La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. Cuando se pierde este sincronismo, el rotor de la máquina se acelera o desacelera, como ya se había dicho, y cambia a una velocidad diferente a la requerida para generar los voltajes y las corrientes a la frecuencia del sistema, esto efecto genera fluctuaciones en la potencia de salida de la máquina y las protecciones asociadas actúan para aislar la máquina inestable del sistema. La inestabilidad angular no es consecuencia directa de la pérdida de sincronismo como se podría pensar, existen problemas más de fondo los cuales promueven la inestabilidad. Esa inestabilidad depende de las condiciones operativas de la máquina, y fundamentalmente del cambio que sufra el torque eléctrico, el cual es definido como se muestra en la ecuación 5.2.

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (5.2)$$

T_S es el coeficiente de Sincronización del Par, $\Delta \delta$ es el cambio en la abertura angular.

T_D es el coeficiente de Amortiguamiento del Par, $\Delta \omega$ es el cambio en la velocidad angular.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de estas dos componentes del torque en cada máquina interconectada.

Por conveniencia en el análisis y para obtener información sobre los problemas de estabilidad, es útil caracterizar la estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos categorías: Estabilidad de Pequeña Señal y Estabilidad Transitoria.

5.1.1.1 Estabilidad de Pequeña Señal

La Estabilidad de Pequeña Señal o de Estado Estable se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo en virtud de pequeñas perturbaciones. Los disturbios se consideran suficientemente pequeños que se permite la linealización de las ecuaciones dinámicas del sistema para fines de análisis. Tales perturbaciones continuamente se encuentran en el funcionamiento normal del sistema, como pequeños cambios en la carga.

La estabilidad de pequeña señal depende del estado inicial de funcionamiento del sistema. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas: (i) aumento en el ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o aperiódico debido a la falta de sincronización del par, o (ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de amortiguación del par. La respuesta natural del sistema a pequeñas perturbaciones depende de un sin número de factores incluyendo el punto de operación inicial, la fuerza del sistema de transmisión, y el tipo de control utilizado en la excitación de los generadores.

Para un generador conectado radialmente a un gran sistema de potencia en ausencia de reguladores automáticos de voltaje (es decir, con un voltaje de campo constante) la inestabilidad se debe a la falta de sincronización del par. Esto se traduce en inestabilidad de modo no oscilatorio, lo cual se muestra se muestra en la Figura 5.5. Cuando se cuenta con reguladores de voltaje, el problema de la pequeña perturbación se traduce en disponer de suficiente amortiguamiento para las oscilaciones. En este caso, la inestabilidad se genera por oscilaciones de amplitud creciente. La Figura 5.6 ilustra la respuesta natural del generador con reguladores automáticos de voltaje.

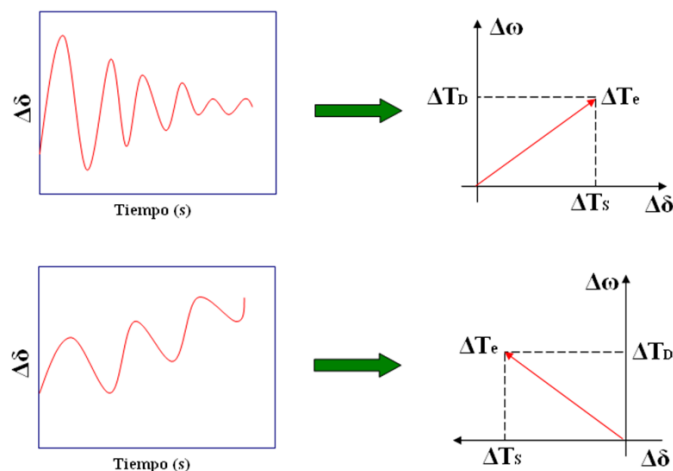


Figura 5.5. Con voltaje de campo constante.

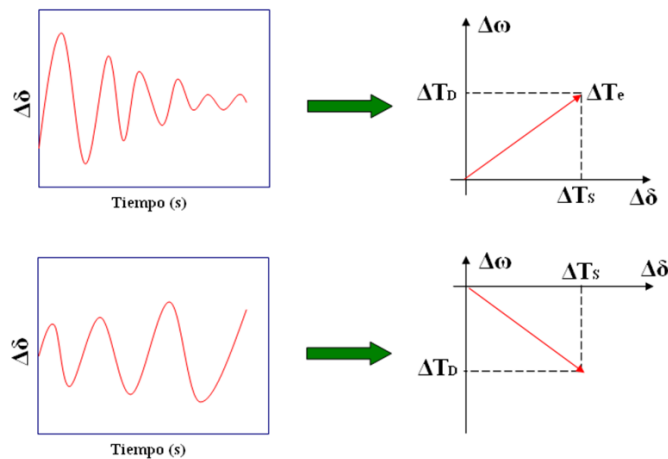


Figura 5.6. Con Reguladores Automáticos de Voltaje.

En la situación práctica actual de los sistemas de potencia, la estabilidad de pequeña señal es en gran medida un problema de amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones. El tiempo de interés en estudios de estabilidad de pequeña señal está en el orden de 10 a 20 segundos después de ocurrida la perturbación.

Los siguientes tipos de oscilaciones son importantes:

- *Modos locales o modos máquina-sistema:* asociados a la oscilación de las unidades de generación en una estación con respecto al resto de la red. El término “locales” se utiliza porque las oscilaciones se localizan en una estación o una pequeña parte de la red.
- *Modos entre áreas:* asociada con la oscilación de muchas máquinas en una parte del sistema contra las máquinas en otras partes. Estas oscilaciones son causadas por dos o más grupos que están conectadas por lazos débiles.
- *Modos de control:* asociada con las unidades de generación y otros controles. Excitadores mal sintonizados, velocidad de gobernadores, convertidores HVDC y compensadores estáticos son los habituales causantes de la inestabilidad de estos modos.

5.1.1.2 Estabilidad Transitoria

Es relacionada con la capacidad del sistema de mantener sincronismo cuando se somete a una grave perturbación transitoria. El resultado de la respuesta del sistema involucra grandes cambios en el ángulo del rotor de las unidades de generación y está influenciado por la relación no lineal potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende tanto del punto de operación inicial del sistema y de la gravedad de la perturbación. Por lo general, la perturbación altera al sistema de tal forma que

el punto de operación después de ocurrida la perturbación es relativamente diferente del punto de operación inicial. La inestabilidad se presenta de forma no periódica debida a la insuficiente sincronización del torque, y se conoce como primera oscilación de estabilidad. En grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria puede no ocurrir siempre con la primera oscilación de inestabilidad asociada con un simple modo; esta puede ser el resultado de una mayor desviación del pico causado por la superposición de varios modos de oscilación causando grandes cambios en el ángulo del rotor más allá de la primera oscilación.

La Figura 5.7 ilustra el comportamiento de una máquina síncrona en estado estable e inestable. En el estado estable (caso 1), el ángulo del rotor crece a máximo y luego decrece y oscila con la reducción de la amplitud hasta alcanzar un estado estable. En el caso 2, el ángulo del rotor continúa incrementándose hasta que el sincronismo se pierde. Esta forma de inestabilidad es referida a la primera oscilación y es causada por el insuficiente torque de sincronismo. En el caso 3, el sistema es estable en la primera oscilación, pero comienza a ser inestable como un resultado del crecimiento de oscilaciones como se muestra en el estado final. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de estado estable de la post-falla propia es de “pequeña señal” inestable.

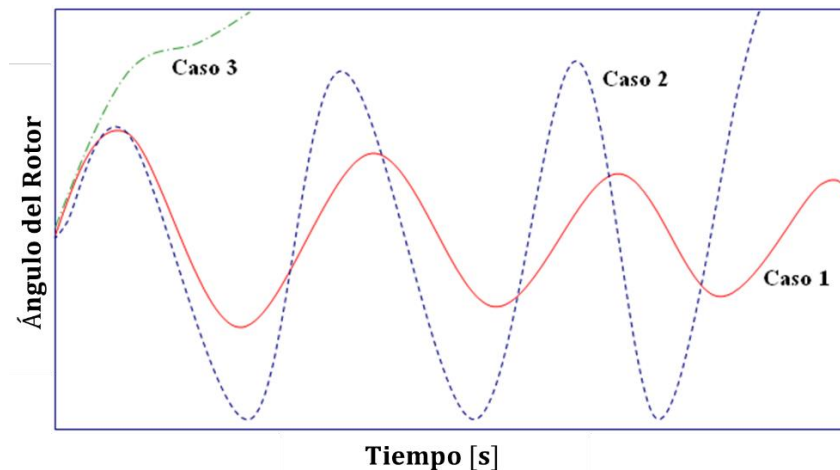


Figura 5.7. Respuesta del Ángulo del Rotor a una Perturbación Transitoria.

5.1.2 Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad en frecuencia podría ser definida como un caso particular del fenómeno de estabilidad de ángulo dada su gran similitud respecto al comportamiento de las máquinas interconectadas al momento que se someten a una perturbación del sistema y la cual hace que las máquinas aumenten o disminuyan su velocidad, pero en realidad es un fenómeno con mayor trasfondo y está asociada con perturbaciones de gran escala y larga duración.

La Estabilidad en Frecuencia se define entonces como la habilidad del sistema de potencia y particularmente del parque de generación, de mantener la frecuencia del sistema dentro de su valor nominal en estado de operación estable o bajo alguna perturbación y de retornar a un valor de frecuencia estable si se ha salido de su rango de tolerancia.

Para la operación del sistema es deseable que la frecuencia permanezca constante dado que la mayoría de las máquinas del sistema (motores y generadores) operan con velocidades directamente relacionadas con la frecuencia, además algunas cargas y los mismos parámetros del sistema (como los parámetros de las líneas de transmisión) son susceptibles a los valores de la frecuencia. Adicionalmente el funcionamiento del sistema es más estable y de mejor controlabilidad.

Como ya se había explicado, la frecuencia del sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el balance de potencia activa en el sistema. Por esta razón la estabilidad en frecuencia depende básicamente del balance Generación-Demanda, de aquí que las perturbaciones que ocasionan desviaciones o cambios en el valor de la frecuencia de operación y para sistemas fuertemente interconectados son en esencia dos: la salida de grandes bloques de demanda o la salida de grandes bloques de generación. La primera, debida a la desconexión de alguna carga del sistema, la cual puede verse como un aumento de generación o una disminución de demanda, que para el efecto es igual, hace que este entre en una operación de superávit de potencia y como consecuencia las máquinas generadoras del sistema incrementan su velocidad causando un aumento en la frecuencia. La segunda, la salida de un gran bloque de generación, que para efecto puede ser visto como insuficiencia de generación o aumento de carga, se ve reflejado en un déficit de potencia y hace que las máquinas disminuyan su velocidad, haciendo que de igual forma la frecuencia del sistema disminuya.

Generalmente los problemas de estabilidad en frecuencia están asociados con coordinación y control inadecuado de las protecciones e insuficiente reserva rodante en el sistema. Si el sistema no posee controles adecuados para sobreponerse a estos efectos, se dice que el sistema es inestable en frecuencia. Es por esta razón que en los análisis para operación del sistema se tienen en cuenta estos fenómenos y se diseñan estrategias como el Control Automático de Generación AGC, los Esquemas de Deslastre Automático de Carga EDAC, la desconexión adecuada de generación o para un efecto más severo la motorización de algunas de las principales máquinas de generación del sistema.

Durante las variaciones de frecuencia los tiempos de respuesta para regresar al punto de operación estable pueden ser del orden de los segundos, correspondientes a las respuestas de

los controles de generación, de los dispositivos de deslastre de carga y las protecciones, y del orden de los minutos, correspondientes a las respuestas de los primo-motores de los generadores y de dispositivos reguladores de voltaje. De aquí que el problema de estabilidad en frecuencia puede ser visto como un fenómeno de corto plazo o de largo plazo.

Si este fenómeno no se controla dentro de un tiempo prudencial, el efecto puede ser degenerativo y llevar la operación del sistema al colapso, dado que este se sale de control y las protecciones asociadas actúan. Durante las variaciones de frecuencia las magnitudes del voltaje pueden cambiar drásticamente, en especial donde los dispositivos de deslastre de carga descargan el sistema. Estos sobrevoltajes pueden causar generación indeseada debido a la descoordinación de los relés de excitación o los relés de frecuencia. En el caso contrario para un sistema con sobrecarga, las magnitudes de los voltajes pueden ser muy bajas causando operación indeseada de los relés de impedancia. Estos cambios en la magnitud de los voltajes pueden ser grandes en relación con los cambios en la frecuencia, afectando el balance Generación-Demanda.

5.1.3 Estabilidad de Tensión

La definición formal de Estabilidad de Tensión es presentada como la habilidad del sistema eléctrico de potencia de mantener los voltajes en valores estables en todos los nodos del sistema después de haber sufrido alguna perturbación, partiendo de una condición inicial de operación.

Si en estado de operación permanente (condición inicial) el sistema eléctrico sufre alguna perturbación, los valores de los voltajes en algunas de las barras tienden a tener fluctuaciones por encima o por debajo de su valor nominal, y estos valores de voltaje no retornan a los valores seguros de operación, se dice que el sistema es inestable en voltaje.

Dicha estabilidad depende de la habilidad de mantener y/o recuperar el equilibrio entre la potencia demandada y la potencia suplida por el sistema eléctrico. En términos generales la incapacidad del sistema de potencia para suplir la potencia demandada por la carga es considerada inestabilidad de voltaje. Esta incapacidad se debe usualmente por dos causas; la primera podría ser que la capacidad de la red de transporte de energía ya se encuentra cerca de su límite de capacidad y no soporta un flujo mayor a través de ella; la segunda sería causada por la salida de operación de algún equipo del sistema el cual fuera vital para el transporte de potencia hacia la carga. Otra causa directa de la incapacidad de suplir la demanda es la misma naturaleza de las pérdidas de potencia en la red debidas a la corriente por los conductores, ya que estas tienen un comportamiento exponencial creciente a medida

que se incrementa el flujo por las líneas, llegando hasta el punto de que toda la potencia suministrada por la generación es consumida literalmente por las pérdidas.

Un criterio para establecer si existe estabilidad de tensión es que, dada una condición de operación para todos los nodos del sistema, la magnitud del voltaje en un nodo particular debe incrementar con el incremento de potencia reactiva inyectada en ese mismo nodo; si, por el contrario, la magnitud del voltaje disminuye con el incremento de potencia reactiva inyectada, el sistema es inestable en tensión [1].

Una característica importante de la estabilidad de tensión es que los voltajes y la potencia en cada nodo del sistema, son fácilmente controlables en cada momento de operación.

La inestabilidad de tensión puede ser causada por múltiples razones, inclusive causas que están fuertemente relacionadas con la inestabilidad del ángulo del rotor de la máquina síncrona, caídas progresivas en los voltajes de los nodos pueden estar asociadas con este hecho. La pérdida gradual del sincronismo entre dos máquinas o dos grupos de máquinas cuando la separación angular es cercana a 180° puede causar caídas en la magnitud del voltaje en el punto medio de conexión de la red. Generalmente, las protecciones asociadas aíslan los dos grupos en subáreas operativas, que pueden o no recuperar un estado normal de operación dependiendo de sus condiciones iniciales; en caso contrario, no ser separados los dos grupos, empieza a experimentarse oscilaciones en el voltaje (sobrevoltajes y caídas de voltajes consecutivos).

Pero la causa principal de los fenómenos asociados a la inestabilidad de tensión es usualmente la carga, como consecuencia de la acción de dispositivos como reguladores de voltaje, transformadores con cambiadores de tap's, termostatos; etc. que intentan restaurar el servicio a dicha carga en respuesta a alguna perturbación. La potencia demandada por la carga ya restaurada incrementa el estrés en la red de alto voltaje producto del incremento del consumo de potencia reactiva, causando caídas de voltaje indeseadas.

Otro factor igualmente causante del fenómeno es el flujo de potencia activa y reactiva a través de la inductancia de la red de transmisión, la cual limita la capacidad de transferencia de potencia y soporte de voltaje. Este efecto está asociado con las características operativas de la red de transmisión, las cuales, a causa de ciertas interconexiones desafortunadas, limitan el flujo de potencia por un corredor o línea debido a que su capacidad de transporte se ve reducida por efecto de la separación angular entre sus dos extremos, este fenómeno responde a las condiciones de operación impuestas por la segunda ley de Kirchhoff aplicada a los sistemas de potencia.

Además, la estabilidad de tensión también puede verse amenazada a causa de una perturbación que incremente el consumo de potencia reactiva más allá de la capacidad de generación o del soporte de reactivos del sistema. Pero, así como esta perturbación genera inestabilidad por bajo perfil de voltaje a causa de insuficiente aval de reactivos, también se puede encontrar inestabilidad por sobretensión cuando los equipos de control de potencia reactiva como compensadores síncronos, compensadores var-estáticos SVC, bancos de condensadores y los mismos generadores del sistema causan un estado operativo con exceso de reactivos.

Otro caso de inestabilidad de tensión vista en sobrevoltajes incontrolados es producto de la autoexcitación de la maquina síncrona, la cual puede surgir si la carga es capacitiva y además muy grande. Dicho sobrevoltaje aparece cuando la carga tiene un cambio de factor de potencia de atraso a adelante.

Los casos anteriores muestran la fuerte dependencia que tiene el voltaje y en general la estabilidad de tensión con el balance de potencia reactiva en el sistema eléctrico.

Algunas de las consecuencias más representativas de la inestabilidad de tensión son: Pérdida de carga en un área, salida de operación de líneas o equipos del sistema por actuación de las protecciones, pérdida del sincronismo.

Una forma interesante de ver los límites de estabilidad de tensión para un sistema eléctrico de potencia es a partir del análisis de sus curvas características PV y VQ, las cuales muestran la relación y comportamiento del voltaje respecto a la potencia entregada a la carga.

Para ilustrar mejor el fenómeno de estabilidad de tensión casi todos los análisis se desarrollan a partir del modelo simplificado del sistema de potencia de dos barras mostrado en la Figura 5.8.

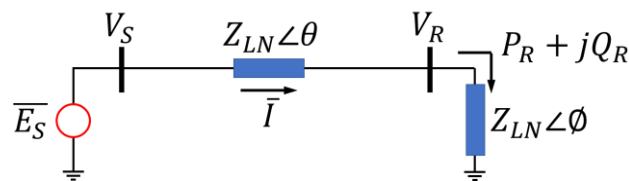


Figura 5.8. Sistema Simplificado de Dos Barras.

Este sistema representa un sistema eléctrico de potencia radial, el cual alimenta una carga o un área de carga a través de una línea de transmisión desde un único punto de generación.

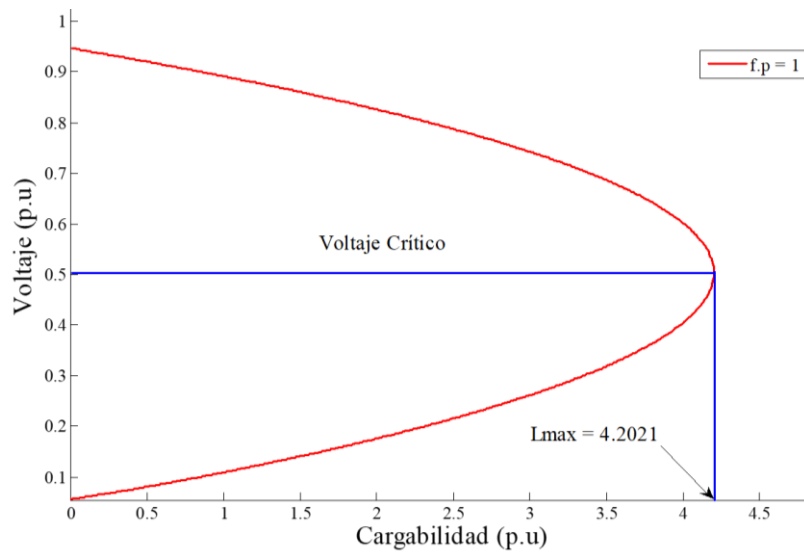


Figura 5.9. Curva PV para un Sistema Simplificado de Dos Barras.

En la curva PV mostrada en la Figura 5.9 se puede ver el punto de voltaje crítico, el cual corresponde al límite de cargabilidad del sistema. Esta curva es obtenida a partir de simulaciones realizadas sobre el sistema eléctrico de dos barras mostrado en la Figura 5.8 a partir de un flujo de potencia continuado en el cual la carga es incrementada paso a paso más allá del punto de máxima carga.

La curva VQ de la Figura 5.10 muestra la relación entre el voltaje de recibo y la potencia reactiva demandada, igualmente para el sistema de la figura 1. En esta curva, la región de voltaje estable corresponde al tramo donde la derivada dQ_R/dV_R es positiva, obteniéndose como límite de estabilidad el punto de pendiente cero.

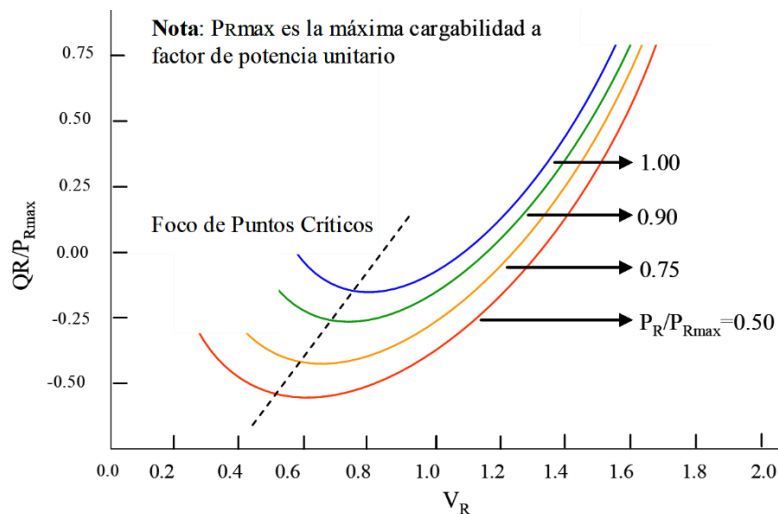


Figura 5.10. Curva VQ para un Sistema Simplificado de Dos Barras.

5.1.3.1 Clasificación de la Estabilidad de Tensión

Al igual que en el caso de estabilidad del ángulo del rotor, para efectos de análisis o para comprender mejor el fenómeno es interesante clasificar la estabilidad de tensión dentro de dos subcategorías [3].

5.1.3.1.1 De Acuerdo con el Tipo de Perturbación

Estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones

Hace referencia a la habilidad del sistema eléctrico de potencia de mantener los perfiles de voltajes en cada uno de los nodos después de ser sometido a una perturbación de gran escala como las fallas en las líneas de transmisión, la pérdida de generación, o las contingencias por cortocircuito. Esta habilidad es determinada por las características del sistema, la carga y las interacciones de los controles y las protecciones. La determinación de la estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones requiere de la revisión de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante un tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como los cambiadores de tap's de los transformadores y los limitadores de campo del generador. El periodo de estudio se puede extender desde algunos segundos hasta decenas de minutos.

Un criterio para establecer si existe o no estabilidad de voltaje ante grandes perturbaciones es que seguido de una perturbación y de la acción de los sistemas de protección y control, los voltajes en todas las barras deben retornar a niveles aceptables de estado estable.

Estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones

Esta subcategoría de la estabilidad de tensión es definida como la habilidad del sistema de potencia de mantener los voltajes después de presentarse perturbaciones pequeñas. Estas perturbaciones se refieren a cambios incrementales en la demanda del sistema. La estabilidad de tensión ante pequeñas perturbaciones es influenciada por las características de la carga, de controles continuos y de controles discretos, pero para un instante de tiempo definido. Este concepto es útil para establecer como los voltajes del sistema responden ante pequeños cambios en las condiciones de operación del sistema. Con simplificaciones apropiadas se puede linealizar las ecuaciones que modelan el sistema para su análisis, de tal forma que se pueda evaluar la sensibilidad de los factores que influyen la estabilidad de tensión del sistema eléctrico. Es adecuado aclarar que dicha linealización no puede explicar los efectos no lineales de los controles, para esto es necesario una combinación lineal no-lineal para usarla de manera complementaria en los análisis de estabilidad de tensión.

Un criterio para definir el estado de estable de voltajes en el sistema es la sensibilidad V-Q, la cual responde a la inyección de potencia reactiva. Si dicha sensibilidad es positiva el sistema es estable en voltaje, si es negativa entonces el sistema es inestable en voltaje.

5.1.3.1.2 *De Acuerdo con el Tiempo de Análisis*

Como se había mencionado anteriormente, el tiempo de análisis para los problemas de estabilidad de voltaje puede variar entre algunos segundos y decenas de minutos, por lo tanto, la estabilidad de tensión puede ser también clasificada como un fenómeno de corto plazo y de largo plazo [3].

Estabilidad de tensión de corto plazo

Esta clasificación envuelve la dinámica de respuesta rápida de las componentes de las cargas como los motores de inducción, cargas electrónicamente controladas y convertidores HVDC. El periodo de estudio de interés es del orden de los segundos, y para sus análisis es necesaria la solución de un adecuado sistema de ecuaciones diferenciales; esto es similar al análisis de estabilidad de ángulo del rotor. Un modelamiento dinámico de las cargas es a menudo esencial, pero a comparación de la estabilidad de ángulo, los cortocircuitos cercanos a la carga son importantes.

Se recomienda que el termino *estabilidad de voltaje transitoria* no sea empleado.

Estabilidad de tensión de largo plazo

Este involucra la dinámica de respuesta lenta de equipos como transformadores con cambiadores de tap's automáticos, cargas controladas termostáticamente y limitadores de corriente del generador. Los tiempos se pueden extender hasta varios minutos, y son necesarias simulaciones a largo plazo para el análisis del funcionamiento dinámico del sistema. La estabilidad de largo plazo es provocada esencialmente por la salida de algún equipo del sistema más que por la severidad de la perturbación. La inestabilidad es debida entonces a la pérdida del equilibrio en el largo plazo, ocasionada cuando se intentan restaurar cargas más allá de la capacidad de transmisión de las líneas o de la generación conectada y se lleva al sistema a un nuevo punto de operación susceptible a la inestabilidad ante pequeñas perturbaciones. Otra causa puede ser el efecto ocasionado por el incremento en la demanda de las horas de la mañana. En todos estos casos, análisis estáticos pueden ser usados para estimar los márgenes de estabilidad e identificar factores que influyen la inestabilidad.

5.2 Impacto Sobre la Estabilidad del Sistema de Potencia

De acuerdo con lo visto hasta este punto se evidencia un cambio significativo en el comportamiento del sistema ante una elevada penetración de generación proveniente de fuentes renovables además conectada a la red mediante electrónica de potencia [6].

Impacto sobre la Estabilidad de Ángulo:

- Nuevas oscilaciones de potencia, o amortiguamientos bajos de las oscilaciones existentes.
- Modificación de los márgenes de estabilidad transitoria.

Impacto sobre la Estabilidad de Frecuencia:

- Disminución de la inercia.
- No participación de la generación conectada con electrónica de potencia en la respuesta frecuencial.

Impacto sobre la Estabilidad de tensión:

- Pérdida de generación por hueco de tensión.
- Hueco de tensión que induce excursiones de frecuencia.
- Déficit de potencia reactiva.
- Exceso de potencia reactiva.

Impacto sobre el Control Topológico de la Red:

- Disminución del Nivel de Cortocircuito (*Short Circuit Ratio - SCR*).
- Congestionamientos en la Red de Conexión.
- Operación en Islas.

Impacto por Otros Fenómenos:

- Interacciones entre controles de electrónica de potencia u otros elementos pasivos de la red AC.
- Resonancias debido a cables y electrónica de potencia.
- Variabilidad de la potencia de cortocircuito.

5.2.1 Impacto Sobre la Estabilidad de Ángulo

La inserción de generación eólica al parque de generación del sistema eléctrico implica agregar generadores asíncronos a la red los cuales utilizan como principio de funcionamiento máquinas de inducción y convertidores electrónicos. Como la dinámica de este tipo de

generadores asíncronos es diferente a los generadores síncronos clásicos utilizados en las redes convencionales, la adición de generadores eólicos podría impactar ampliamente el comportamiento oscilatorio electromagnético de los sistemas de potencia.

La adición de generación eólica a la matriz energética reduce los beneficios de la generación sincrónica el cual le provee amortiguamiento a las oscilaciones de todas las frecuencias de la mezcla de generación que se tenga.

Se sugiere en [4] que la integración de generación eólica podría llegar a impactar la estabilidad de oscilaciones de baja frecuencia del sistema de potencia de tres maneras diferentes. La primera tiene que ver con el hecho que dependiendo de la localización y la potencia generada desde granjas eólicas se producen cambios en la dirección de los flujos, lo cual influye en las características de amortiguamiento de la red. Adicionalmente, este tipo de generación interactúa con generación de tipo síncrona produciendo cambios en el amortiguamiento del torque inducido en el eje de los generadores de inducción. Lo segundo tiene que ver con el hecho de la acomodación adecuada de la potencia producida por los generadores eólicos, dado que los generadores asíncronos son los primeros en salir despachados lo que impactaría en el amortiguamiento y el torque de los generadores síncronos conectados al sistema. Por último, el desplazamiento de las máquinas síncronas.

Como se mencionó anteriormente, la estabilidad transitoria tiene dos componentes: Estabilidad de ángulo del rotor de los generadores síncronos y capacidad de los generadores no síncronos para estar conectados en periodos cortos de tiempo a bajos niveles de tensión. [5].

Estabilidad Síncrona (Ángulo del rotor) de las plantas síncronas es afectada por dos fenómenos operativos debido a la penetración de fuentes no síncronas. El primero se refiere a los patrones de cargabilidad de las plantas síncronas cuando se incrementa la generación de las plantas no síncronas. Inicialmente, siempre y cuando la salida de una planta síncrona sea reemplazada por una generación renovable asíncrona, la estabilidad del rotor del ángulo mejora debido a la baja cargabilidad de las plantas síncronas. Sin embargo, entre más y más plantas síncronas sean desplazadas, la cargabilidad de las plantas síncronas restantes que queden en línea en el sistema comienza a incrementarse, conduciendo al deterioro de la estabilidad del ángulo del rotor.

El otro fenómeno se relaciona con los patrones espaciales del desplazamiento de las unidades síncronas respecto a las unidades asíncronas. Tradicionalmente, Las grandes plantas de generación están localizadas relativamente cerca a los centros de carga, sin embargo, las fuentes no renovables están localizadas más alejadas, con lo cual la energía generada por

estos recursos debe ser transportada largas distancias. Este efecto, en sistemas con un alto grado de penetración de recursos renovables ha evidenciado un deterioro progresivo en la estabilidad de ángulo de rotor. Esta discusión esta ilustrada en la Figura 5.11 tomada de *EirGrid's Facilitation of Renewables Study*, el cual muestra el porcentaje de casos donde el tiempo crítico de despeje de falla (CCT, máximo tiempo antes que el rotor deslice polos ante una falla trifásica) está por debajo de 200 ms.

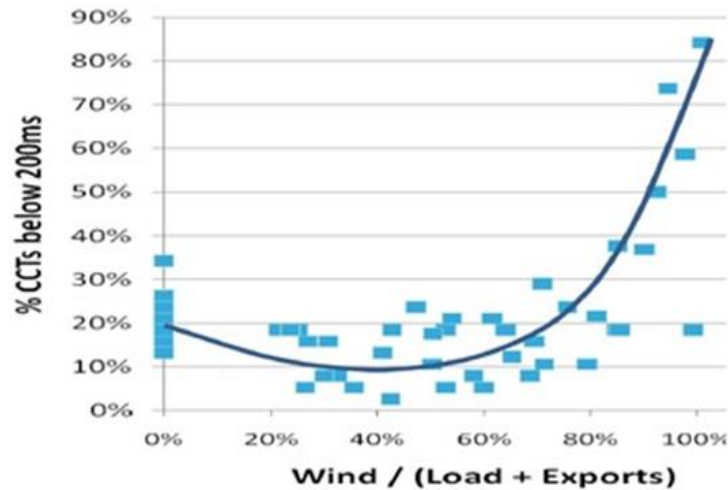


Figura 5.11. Fallas Admisibles vs Penetración de Energía Eólica.

Como se puede observar en esta figura, la estabilidad transitoria del sistema mejora cuando la penetración de eólica reemplaza la generación convencional por debajo del 60%. Sin embargo, si este reemplazo se incrementa por encima del 80% la estabilidad comienza a declinar.

Existen principalmente dos implicaciones en este hecho:

- La inercia mecánica del sistema es progresivamente agotada con el incremento en la penetración de las FERNC.
- La corriente de corto circuito del sistema debe ser muy baja debido a la contribución de los convertidores basados en electrónica de potencia asociadas a las FERNC.

En presencia de elevada penetración de generadores conectados a través de electrónica de potencia no necesariamente las oscilaciones de potencia se ven perjudicadas, ya que la estabilidad de pequeña señal depende de múltiples factores. No obstante, los modos de oscilación cambian ya que se desacoplan generadores síncronos, se desconectan las funciones PSS de los sistemas AVR de los generadores síncronos y la nueva generación modifica los flujos de potencia.

En cualquier caso, cabe señalar que hay dispositivos basados en electrónica de potencia que pueden ser utilizados para amortiguar activamente las oscilaciones de potencia (FACTS, HVDC). Adicionalmente, se puede considerar la opción de que también la generación conectada a través de electrónica de potencia pueda proveer control de amortiguamiento de oscilaciones

La penetración de generación conectada por electrónica de potencia afecta a la estabilidad transitoria de múltiples formas interdependientes y puede originar la modificación de márgenes de estabilidad transitoria, y el impacto depende de ellos.

Dependiendo de tecnología: si la electrónica de potencia es generación nueva, será capaz de no desconectarse ante faltas y de proveer control dinámico de la tensión.

Dependiendo del nivel de penetración: si se desplazan pocos generadores síncronos, el impacto podría ser positivo, pero depende de los nuevos flujos de carga, los puntos de operación, si hay soporte dinámico de las tensiones, etc.

Dependiendo del punto de operación pre-falla: en los generadores síncronos depende de su carga, pero también los generadores de electrónica de potencia porque están limitados a su corriente nominal. Si funcionan cercanos a plena carga, deberán hacer una priorización entre potencias activa y reactiva.

Dependiendo de la ubicación: la electrónica de potencia que provea control dinámico de la tensión, ubicada cerca de los generadores síncronos puede ayudarles a recuperar su estabilidad. Además, el flujo de cargas dependerá de la ubicación. A mayor flujo de potencia, mayores ángulos entre generación síncrona, y peor para su estabilidad.

Dependiendo de los controles: en la electrónica de potencia pueden implementarse controles, sobre todo control dinámico de la tensión que ayude a mantener la tensión en los terminales de los generadores síncronos reduciendo la aceleración.

Dependiendo de las protecciones: disparos de la electrónica de potencia por mínima tensión, derivada de la tensión, máxima tensión, etc. puede ir en contra de la estabilidad transitoria.

5.2.1.1 Experiencias en Estabilidad de Ángulo de Operadores Internacionales

Incidente ocurrido en mayo de 2005. Se presentó una oscilación entre España y el este europeo (Modo Este-Oeste Europeo) con frecuencia de oscilación de 0,2 Hz, una amplitud de 200 mHz y una duración de 7 minutos. No se conoce la causa ni el origen ni el final de la perturbación. Tras el incidente se revisaron los PSS's de los dos extremos del sistema europeo. En Grecia se reajustaron los PSS's de 12 grandes generadores (45% de la generación térmica del país). En España se reajustaron PSS's de numerosos ciclos combinados.

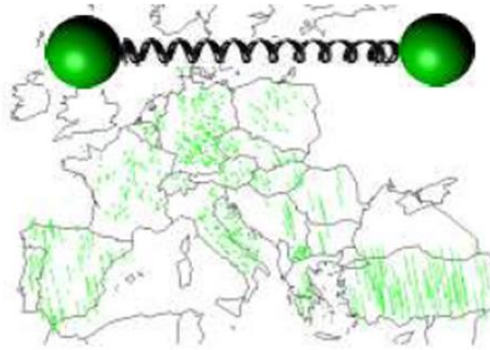


Figura 5.12. Modo de Oscilación Este-Oeste Europeo (0,12 - 016 Hz).

Incidente ocurrido en febrero de 2011. Se presentó una oscilación entre Italia y Dinamarca (modo Sur-Norte). La frecuencia de oscilación fue de 0,25 Hz, con una amplitud entre ± 100 mHz y una duración de 15 minutos. Se presentaron variaciones de potencia de ± 150 MW en varias líneas de 400 kV, además de oscilaciones de ± 5 kV. No se conoce la causa ni el origen ni el final de la perturbación. Tras el incidente Italia reajustó sus PSS's y no se ha vuelto a producir esta perturbación.

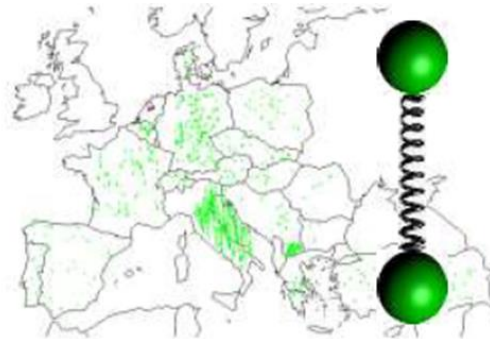


Figura 5.13. Modo de Oscilación Sur-Norte Europeo (0,30 - 0,40 Hz).

Incidente ocurrido en diciembre de 2016. La apertura intempestiva de una posición de interconexión entre España y Francia por el oeste originó un cambio brusco en los flujos de las líneas de interconexión del País Vasco pasando de 1400 MW a 250 MW. Esta apertura ocasionó un aumento de la frecuencia en el sistema eléctrico español y una bajada en la zona del País Vasco francés que se propagó al resto del sistema eléctrico interconectado.

Esta situación generó la aparición de una oscilación de 0,15 Hz. Turquía y península ibérica (regiones orientales de Europa) empezaron a oscilar en contrafase contra Alemania y Dinamarca (regiones centrales). Modo Este-Centro-Oeste.

Esta oscilación se amortiguó tras la reducción del intercambio España-Francia efectuada por Centro de Control Electrico – CECOEL del Operador Español Red Eléctrica de España.

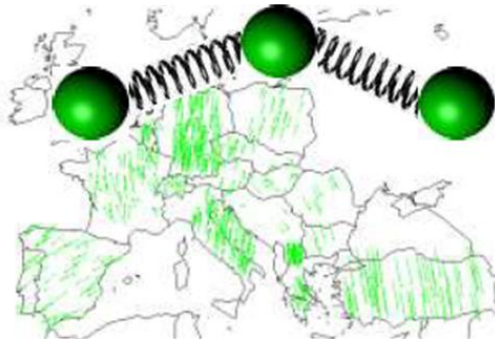


Figura 5.14. Modo de Oscilación Este-Centro-Oeste Europeo (0,22 – 0,28 Hz).

5.2.2 Impacto Sobre la Estabilidad de Frecuencia

El efecto principal de las plantas asíncronas sobre la estabilidad de frecuencia está relacionado con el hecho de que la generación de renovables le proporciona muy poca o ninguna inercia al sistema, debido a que este tipo de unidades están parcial o completamente desacopladas del sistema de potencia desde el punto de vista mecánico. Con la penetración masiva de este tipo de energías y el reemplazo de generación convencional con las FERNC, la inercia del sistema tiende a disminuir. Este hecho queda claramente demostrado en Figura 5.15. donde se muestra como es la incursión de la frecuencia para diferentes valores de inercia ante la ocurrencia de un evento de pérdida de generación.

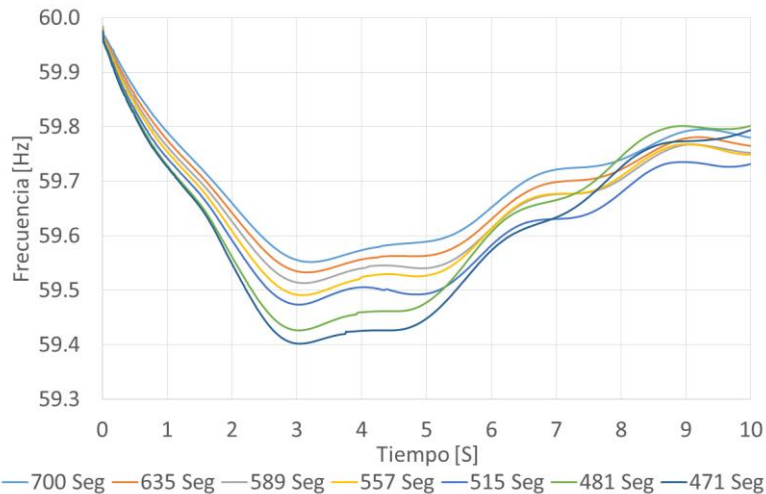


Figura 5.15. Efecto de la Cantidad de Inercia en el Comportamiento de la Frecuencia.

Esto significa que un repentino desbalance de potencia causará una gran desviación en la frecuencia en un sistema con menor inercia disponible tal como se muestra en la figura anterior. Si ante el evento de pérdida de generación, la frecuencia del sistema desciende por debajo del límite inferior admisible, el esquema de protección sistémico EDAC podría activarse. Deslastrar carga es el último recurso en el anillo de seguridad y de hecho es una operación no aceptada en una sociedad moderna. Es por esto, que se hace necesario monitorear con mayor cuidado la inercia y estabilidad de frecuencia tanto desde los estudios de planeación como en tiempo real.

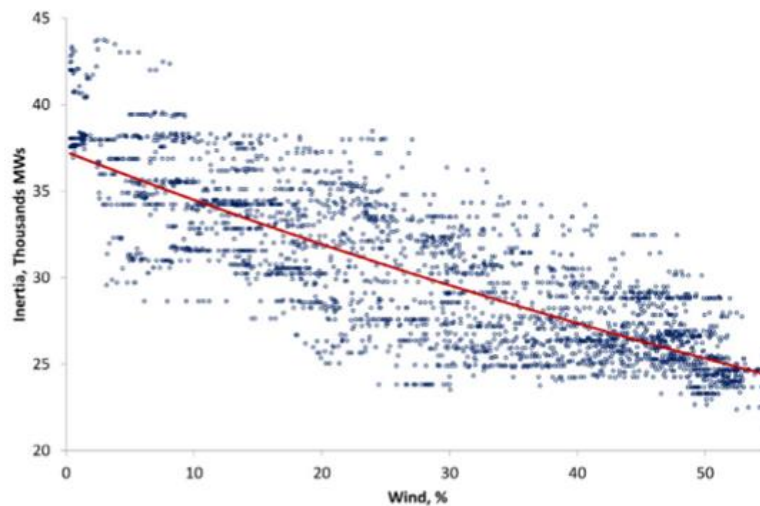


Figura 5.16. Disminución de la Inercia con el Incremento de las FERNC.

En la Figura 5.16. se muestra como la inercia se va viendo afectada a medida que se presenta mayor cantidad de recursos renovables instalados en el sistema de potencia. Es de anotar que la dispersión de debe a que la inercia calculada depende de las máquinas síncronas que estén operando durante la evaluación y no de la cantidad de recursos renovables conectados. Los posibles escenarios de generación son combinatoriales.

Otro impacto identificado a partir de la naturaleza de las fuentes de energía renovable y que afecta la estabilidad de frecuencia es que estas no participan en la respuesta frecuencial ante eventos. Ya se había dicho que estas plantas el estar conectadas a través de electrónica de potencia no proveen inercia, pero por otro lado debido a que su fuente primaria de energía es libre e inagotable, su precio de oferta sería nulo, saliendo despachadas siempre en la base y a su máxima disponibilidad, lo que las deja sin margen para entregar potencia adicional ante un evento de subfrecuencia. El hecho de que este tipo de plantas no dispongan de capacidad de regulación primaria de frecuencia es una de las principales causas de eventos que afectan

la operación y flexibilidad de los sistemas de potencia con alta integración de fuentes de generación variable.

Adicionalmente, el fenómeno de la velocidad de corte del viento que caracteriza a la generación eólica también implica un problema para la estabilidad de frecuencia, ya que si se materializa una ráfaga de vientos superiores a dicha velocidad de corte y que no fueron previstos desde los pronósticos meteorológicos se podría presentar una pérdida de generación de gran magnitud.

Otro aspecto que afecta de manera indirecta la frecuencia, aunque si directamente a los mecanismos para su control, en este caso el Control Terciario de Frecuencia, es el tema de la reserva de potencia. Con una mayor integración de la generación renovable en el sistema, la generación gestionable debe hacer frente en cada momento a las desviaciones de la demanda prevista menos la generación no gestionable. Si no se tienen estrategias de mercado que permitan programar reservas adicionales para estas variaciones se tendrá la necesidad de acudir a un mayor número de arranques y parada de plantas que inicialmente no estaban programadas, estas incluyendo las plantas térmicas.

Por otro lado, pero en el mismo sentido, si en un momento dado la generación renovable es mayor que la demanda de electricidad, no existen mecanismos para lidiar con ese exceso de potencia, por lo que serán necesarios los denominados vertidos de energía renovable, que no son más que obligar a estos recursos a salir de línea debido al desbalance generación-demanda.

5.2.2.1 Experiencias en Estabilidad de Frecuencia de Operadores Internacionales

Incidente ocurrido en 2010. Para ese año en Alemania ya se contaba con 14 GW de capacidad instalada de energía proveniente de sistemas fotovoltaicos (PV) y aunque conectados a la red de baja tensión, ya comenzaban a influir en el Sistema de Potencia en general. El problema consistió en que aproximadamente 14 GW de generación fotovoltaica, fueron desconectados de la red al momento en que la frecuencia del sistema alcanzó los 50.2 Hz a causa del desbalance entre generación y demanda. Las cerca de 400 mil Unidades Fotovoltaicas instaladas estaban configuradas para desconectarse automáticamente si la frecuencia alcanzaba dicho valor. Para corregir esta situación fue necesario realizar un *retrofit* del parámetro de protección de sobrefrecuencia en centrales solares FV de Alemania [6].

Incidente ocurrido en agosto de 2016. A causa de un incendio forestal en el estado de California se experimentaron trece fallas de circuitos de 500 kV y dos de 287 kV. Cuatro de

estos eventos de falla resultaron en la pérdida de una cantidad significativa de generación solar fotovoltaica (PV). Basado en información proporcionada por los fabricantes de inversores, propietarios y operadores de proyectos solares, SCE y CAISO; se determinó que el mayor porcentaje de la pérdida de potencia (~ 700 MW) se atribuyó a una condición percibida, aunque incorrecta, de baja frecuencia del sistema a la que los inversores respondieron “disparando” (dejar de energizarse y no volver al servicio por defecto duración de cinco minutos o más tarde). La baja frecuencia percibida se debió a una forma de onda de voltaje distorsionada causada por los transitorios generados por la falla de la línea de transmisión. Los inversores se configuraron para dispararse en 10 milisegundos para frecuencias menores o iguales a 57 Hz. En conclusión, el evento de pérdida de generación se debió a una mala interpretación del código de red [7].

5.2.3 Impacto Sobre la Estabilidad de Tensión

Una reducción en la inercia mecánica afectará la frecuencia del sistema, mientras que una baja corriente de corto circuito llevará a una condición tal que las caídas de voltaje asociadas a una falla, ya sea trifásica o bifásica, trascienda a otras áreas del sistema. Esto tiene un impacto directo sobre el rendimiento del *Fault-Ride-Through (FRT)* de los generadores asíncronos asociados a las FERNC.

El *Fault-Ride-Through (FRT)* es la capacidad de los generadores eléctricos no convencionales para permanecer conectados durante períodos cortos a la red ante una baja tensión.

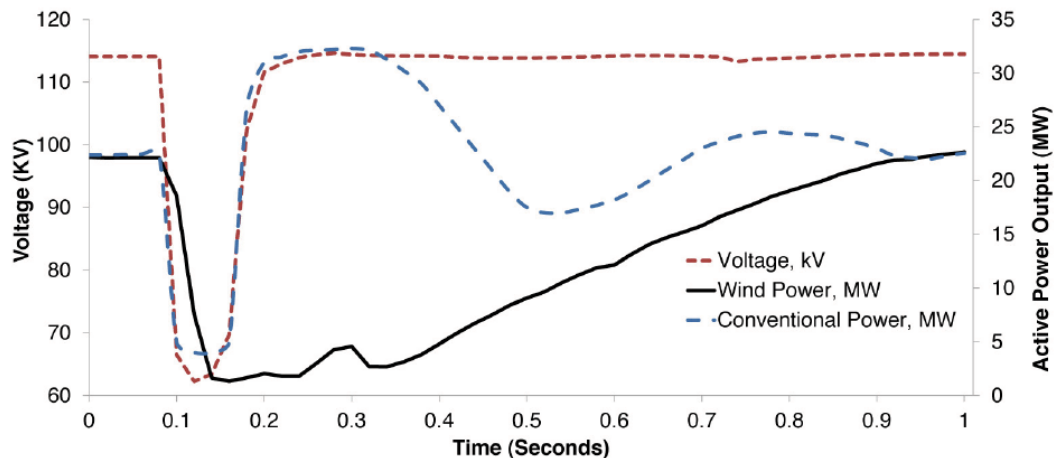


Figura 5.17. Huecos de Tensión que Inducen Incursiones de la Frecuencia.

Al aumentarse la propagación de la caída de tensión dentro del sistema, mayor es la porción de generación asíncrona que será propensa a salir por el disparo de sus protecciones de baja

tensión. Adicionalmente, a diferencia de la generación convencional, las FERNC, especialmente la generación eólica, tiene un tiempo de respuesta muy lento para recuperar la potencia activa inyectada al sistema después de que se despeje la falla. Este fenómeno es ilustrado en la Figura 5.17.

Este efecto puede llevar a la ocurrencia de un nuevo fenómeno en el cual una caída de tensión inducirá a una caída en la frecuencia, por lo cual la seguridad operacional deberá tener en cuenta la probabilidad de este tipo de eventos.

Otro aspecto que afecta a la tensión en régimen de estado estacionario producto de la integración de las FERNC al sistema de potencia es el déficit de potencia reactiva debido a que la progresiva penetración de la generación conectada a través de electrónica de potencia hace que generadores síncronos sean desconectados, que son los que tradicionalmente proveen control de tensión en el sistema. Ahora, dado que normalmente, en las primeras etapas de desarrollo de generación con electrónica de potencia no se les exige control de tensión, la entrada masiva propone un problema, y si la generación con EP, aun con control de tensión, se conecta en redes de distribución, el efecto va a ser limitado en el sistema de transporte.

Dependiendo de la evolución de la electrónica de potencia, es conveniente que esta pueda participar en el control de tensión.

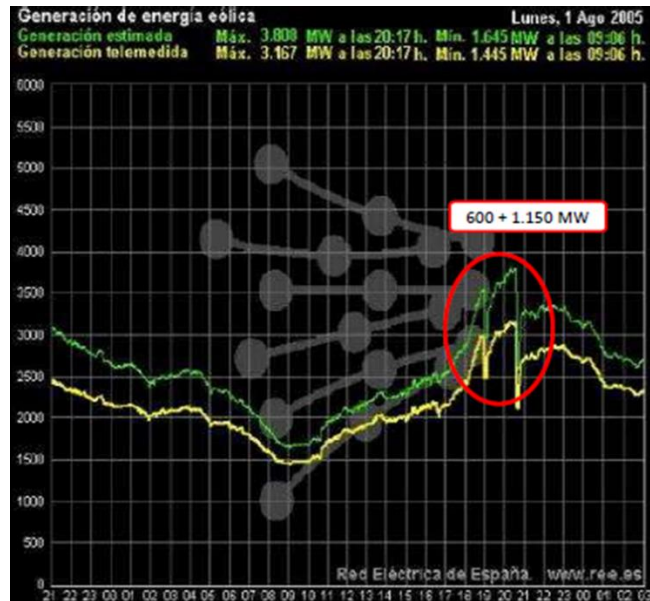
Esta misma situación afecta al régimen dinámico, pues ante la ocurrencia de una falla la recuperación de la tensión se complica, al no contar con reservas suficientes de potencia reactiva. Del otro lado también se presenta una situación similar, tras el despeje de una falla se pueden presentar problemas de sobretensiones por la misma insuficiencia de reserva de reactivos.

Si adicionalmente se considera el hecho de que a bajo nivel de producción los cables y las líneas colectoras de las plantas eólicas generan potencia reactiva, y no se tienen elementos de compensación dinámicos, la red deberá compensar ese exceso de potencia reactiva, lo cual también implica un problema para la calidad de la tensión.

Si se consideran también los nuevos retos que impone la inserción de los Recursos Energéticos Distribuidos DER en este control debidos a la variabilidad de la demanda de potencia reactiva en la carga ante la disminución de corriente en tránsito por la red de transmisión, se podrían presentar niveles elevados en la tensión del sistema y con mayor impacto en red de distribución.

5.2.3.1 Experiencias en Estabilidad de Tensión de Operadores Internacionales

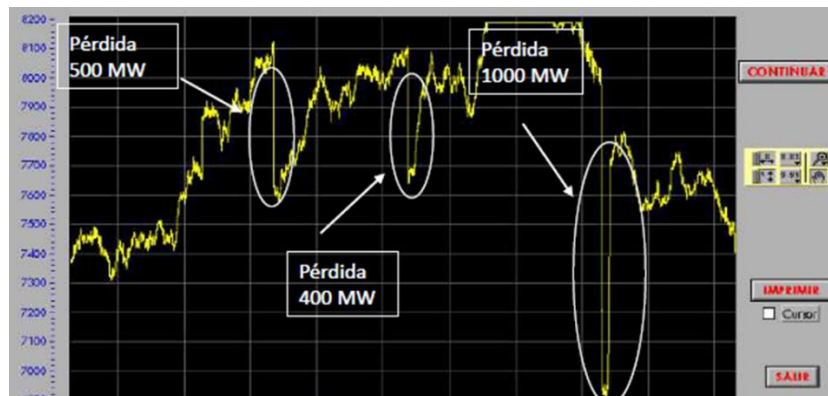
Incidente ocurrido en agosto de 2005. Se presentó falla en un transformador de la subestación Magallón 400/220 kV en Red Eléctrica de España. Se presentó la desconexión de generación eólica por la variación en la tensión.



Fuente: Capacitación recibida en REE en 2019.

Figura 5.18. Pérdida de Generación Eólica por Huecos de Tensión 2005.

Incidente ocurrido en marzo de 2006. Se presentaron varias pérdidas de generación de origen eólico durante un mismo día de operación a causa de los huecos de tensión provocados por fallas en la red de transmisión.



Fuente: Capacitación recibida en REE en 2019.

Figura 5.19. Pérdida de Generación Eólica por Huecos de Tensión 2006.

El problema del hueco de tensión fue resuelto en España mediante la publicación de un código de red (P.O. 12.3, en 2006) y un mecanismo de *retrofit* de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas existentes para adecuarse al hueco de tensión [8].

5.2.4 Impacto en el Control Topológico de la Red

En este aparte se hace referencia principalmente a los problemas operativos como consecuencia a la integración masiva de FERNC.

A nivel mundial se ha observado una tendencia a la conexión de fuentes eólicas en puntos con bajos niveles de corto circuito y alta impedancia equivalente. Esto se debe principalmente a que el factor más importante para la selección del sitio de conexión es la calidad de los vientos, los cuales son por lo general mejores en zonas remotas y poco pobladas en donde la demanda de energía es baja y por tanto no necesita una red muy robusta.

Se pueden presentar Congestionamientos en la Evacuación de la potencia de origen renovable, por el hecho mencionado anteriormente de que la expansión de la red de transmisión no está alineada temporalmente con la rápida integración de las FERNC, por lo tanto, se puede dar la aparición de sobrecargas inadmisibles, de acuerdo con los criterios de seguridad, en elementos de la red, debido a un exceso de producción. También es plausible la situación que ante la indisponibilidad de algún activo de conexión que integre la zona de generación renovable con el resto de la red se presenten congestiones o la imposibilidad de evacuar la totalidad de la generación.

Debido a esto, es necesario un adecuado desarrollo de una red de transporte y distribución que viabilice los balances de generación-demanda del sistema ante diferentes escenarios de Operación, y además gestionar en tiempo real sobrecargas en elementos de la red de transporte ante la variabilidad del recurso y vigilancia de sobretensiones y sub-tensiones en la red de transporte.

Otro fenómeno que impacta en gran medida la operación del sistema es la aparición de islas provocadas por la apertura de algún circuito de interconexión el cual deja la red dividida en dos o más subáreas. Esta situación en si no es un problema, ya que muchos de los generadores convencionales basados en máquinas síncronas, tienen capacidad de operar separadas del sistema, sin embargo, para las plantas renovables conectadas mediante electrónica de potencia trabajar en modo isla prevé un problema dada su incapacidad de operar sin una referencia de la frecuencia.

De manera similar, ante un recierre de la línea de interconexión o una falla cercana, las plantas renovables podrían presentar serios problemas debido a la pérdida momentánea de la referencia. Un ejemplo de esto es mostrado en la Figura 5.20.

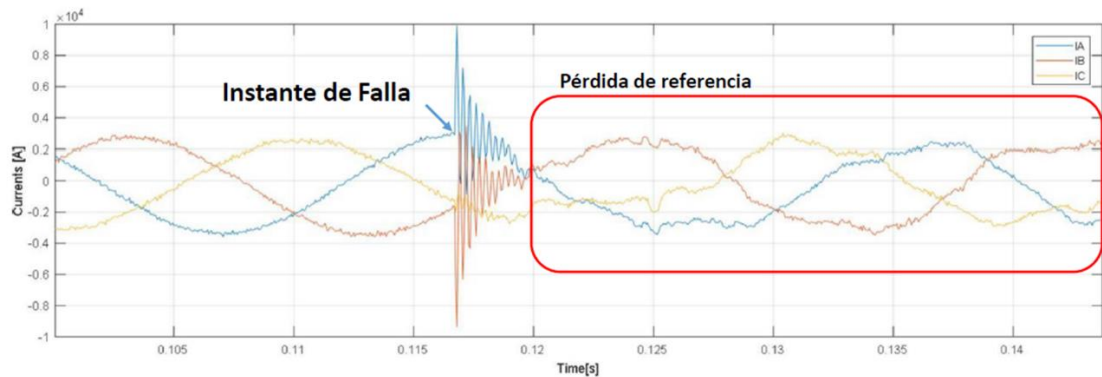


Figura 5.20. Pérdida de Referencia.

En este punto la Observabilidad y la Controlabilidad del sistema de potencia cobra gran importancia ya que lo que buscan estas dos características es obtener Información en tiempo real sobre la producción de generación de las Instalaciones renovables, además de los insumos para tener pronósticos más acertados en la generación y evitar errores en la previsión de demanda. Observabilidad y Predicciones precisas son herramientas básicas para mantener el balance del sistema y llevar a cabo una gestión eficiente de las Reservas y de esta manera contrarrestar de cierta manera la variabilidad de estas fuentes. La controlabilidad permite una mejor coordinación con las plantas despachadas logrando que la alta penetración de estas tecnologías sea compatible con la seguridad del sistema eléctrico.

En este sentido los pronósticos tanto de la demanda como de la generación renovable son un tema que si no se tiene bien depurado y sintonizado puede impactar la operación del sistema, agravando de hecho el impacto debido a la naturaleza variable de las FERNC.

5.3 Impacto por Otros Fenómenos

Se refiere al impacto proveniente de otros fenómenos adicionales a los identificados anteriormente, pero que en la literatura técnica no tienen ubicación clara según la clasificación tradicional.

En [10] se propone una nueva clasificación de interacciones las cuales consideren: en régimen permanente la respuesta del sistema cuando las dinámicas del control no se tienen en cuenta, entre generadores y FACTS los modos locales o Inter área y a modos torsionales,

y entre controladores FACTS los modos de control. En la Figura 5.21. se muestra la propuesta de clasificación.

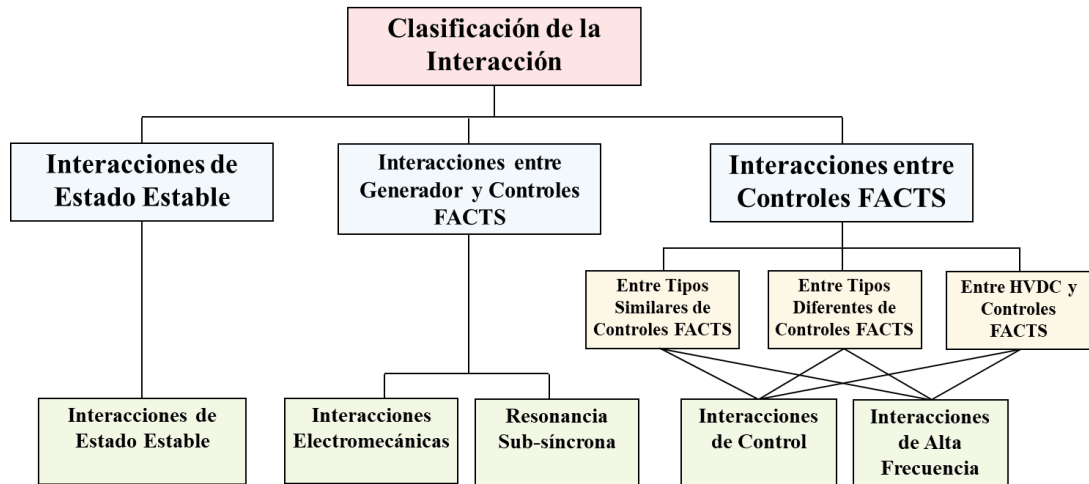


Figura 5.21. Clasificación de las Interacciones.

Interacciones entre controles de electrónica de potencia u otros elementos pasivos de la red AC, evidenciándose riesgos adicionales debido a la rápida respuesta de la electrónica de potencia en comparación a la respuesta electromecánica de las máquinas convencionales. Considérese un caso teórico donde se tuviera un generador síncrono y un generador conectado mediante electrónica de potencia conectados a una misma barra y ambos controlando el voltaje, ante una variación en el valor de referencia ambos entrarían a competir y debido a que la velocidad de respuesta de la electrónica es mucho mayor que la convencional se podrían presentar problemas de coordinación.

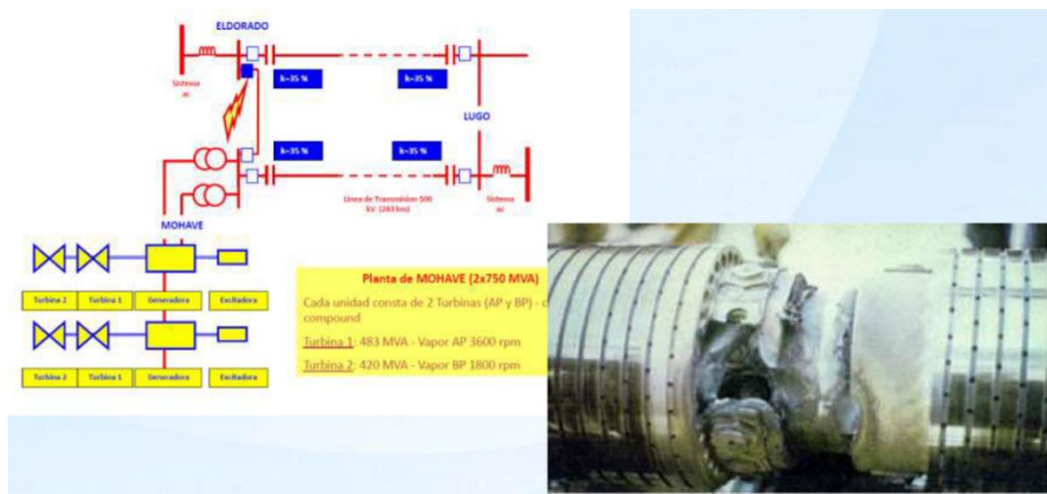


Figura 5.22. Evento de Resonancia Sub-síncrona en Nevada 1970.

Otro caso, asociado a este tipo de interacciones es el de resonancias sub-síncronas debidas a cables colectores y electrónica de potencia. El fenómeno mostrado en la Figura 5.22. ocurrido por primera vez en 1970 en Mohave (Nevada) fue identificado como resonancia sub-síncrona por interacción con condensadores en serie cercanos, resultó en la torsión del eje de la turbina eólica.

Otro caso de resonancia sub-síncrona se dio en Texas en 2009. La generación eólica quedo en serie con la compensación de la línea después de que fuera despejada una falla en el circuito cercano. Se presentaron sobretensiones de aproximadamente el 195 % provocando numerosas fallas en las turbinas del parque eólico de 1000 MW de capacidad.

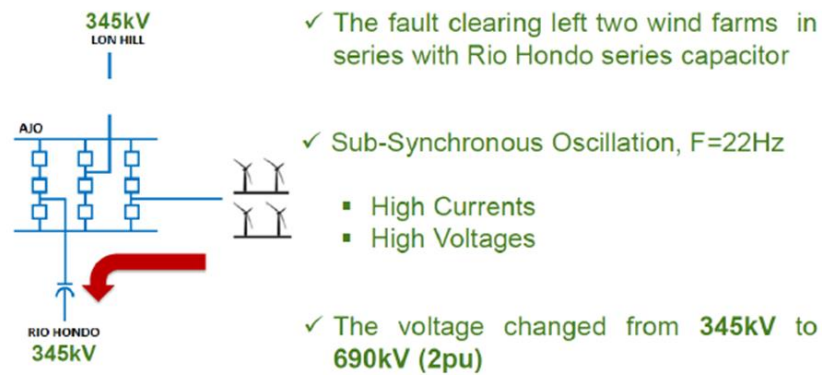


Figura 5.23. Evento de Resonancia Sub-síncrona en Texas 2009.

5.4 Referencias

- [1] Kundur, P. “Power System Stability and Control”. McGraw – Hill Inc. 1993.
- [2] Taylor, C. W. “Power System Voltage Stability”. McGraw – Hill Inc. 1994.
- [3] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, et al. “Definition and Classification of Power System Stability”. IEEE Transactions on Power Systems., vol. 19, no. 2, pp 1387-1401, May 2004.
- [4] N. M. S. Lamichhane, “Possible Impact of Large-Scale Wind Energy Integration on Small Signal Stability”. IEEE PES, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). 2015.
- [5] I. Dudurych1, M. Burke, L. Fisher et al. “Operational security challenges and tools for a synchronous power system with high penetration of non-conventional sources”. Cigre. 2017.

- [6] M. Döring, “Dealing with the 50.2 Hz Problem.” Modern Power Systems, 2013. <http://www.modernpowersystems.com/features/featuredealing-with-the-50.2-hz-problem>
- [7] NERC. “1,200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report”. 2017. https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_/1200_MW_Fault_Induced_Solar_Photovoltaic_Resource_Interruption_Final.pdf
- [8] P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Red Eléctrica de España REE. 2006.
- [9] T. Breithaupt, et al. “Report on Systemic Issues”. MIGRATE – Massive InteGRATION of power Electronic devices. 2016. https://www.h2020-migrate.eu/Resources/Persistent/9bf78fc978e534f6393afb1f8510db86e56a1177/MIGRATE_D1.1_final_TenneT.pdf
- [10] Hee Jin Kim, et al. “Dynamic Interactions among Multiple FACTS Controllers - A Survey”. IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011.

6 MECANISMOS PARA MINIMIZAR EL IMPACTO DE LAS FERNC

Los mecanismos para minimizar el impacto negativo producido por integración masiva de las Fuentes de Energía Renovable No Convencionales en la Operación y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia constituyen un conjunto de acciones como: ajustes de control, desarrollos tecnológicos, manuales de procedimientos, reformas regulatorias y buenas prácticas de operación que propenden por corregir y mejorar las experiencias y dificultades encontradas por operadores de red a nivel mundial.

Algunas de las dificultades y experiencias de Operadores Internacionales respecto al comportamiento de las tecnologías de generación provenientes de FERNC basadas en inversores fueron descritas en el capítulo anterior. Con base en esa evaluación, en los impactos identificados y en las experiencias expuestas por estos operadores, se plantearán y propondrán algunos mecanismos que además de que ayuden a mejorar las condiciones operativas del sistema de potencia también sean viables tanto desde el punto de vista económico como técnico.

No hay ganancia evidente en proponer mecanismos que sean demasiado exigentes y que al final no sea posible su implementación en sistemas reales, ya sea porque el avance de la tecnología a la fecha no lo permita o porque el costo económico para su implementación sea tan elevado que desincentive a los inversionistas; al fin y al cabo, los sistemas eléctricos modernos o se basan de modelos de mercado o tienden hacia ellos.

Todas estas propuestas siempre deben estar acompañadas por los entes regulatorias que definen y expiden la normatividad que rige para cada sistema, sin embargo, es sumamente importante que dicha normatividad no sea más exigente de lo que deben ser para evitar la instalación de equipos de generación renovable sobredimensionados, con diseños excesivos y eficiencia reducida, sino que deben ser los suficientemente específicos para garantizar la seguridad y confiabilidad adecuada del Sistema.

6.1 Respetto a la Estabilidad de Ángulo

Es un hecho que la tecnología asociada a algunas plantas de generación renovables está basada en electrónica de potencia, y tal como se había visto anteriormente, la capacidad de prestar un servicio complementario que aporte seguridad al sistema no está limitado por la tecnología; de hecho, mediante configuraciones adicionales en la electrónica de potencia se podrían implementar Estabilizadores de Sistemas de Potencia (*Power System Stabilizer - PSS*), que ayuden con el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia que se puedan presentar en el sistema.

Sin embargo, para la mayoría de los sistemas, la opción más práctica y económica es realizar ajustes de protecciones que garanticen el despeje de fallas cercanas a los puntos de conexión de las plantas renovables basadas de inversores en tiempos mínimos, inclusive menores a los tiempos de la protección distancia en zona 1 típica, es decir, menor a 100 *ms*. De esta manera se puede minimizar el impacto sobre el deterioro de la estabilidad de ángulo ante la integración masiva de estas tecnologías de generación. Se debe recordar que este impacto se incrementa en los casos en que los tiempos de despeje de fallas se vuelven críticos, es decir, mayores a 200 *ms*.

Adicionalmente, serán necesarios otros ajustes de protecciones que garanticen la operación segura de estas plantas ante la ocurrencia de fallas cercanas, pero estos intervienen en los otros tipos de estabilidad que serán tratados a continuación.

6.2 Respetto a la Estabilidad de Frecuencia

Ya se había identificado que uno de los principales problemas que imponen estos nuevos recursos de generación es la disminución de la inercia, pero también debido a su naturaleza otro impacto es por la no participación en la respuesta ante variaciones de frecuencia, es decir, no disponer de regulación primaria de frecuencia.

Actualmente, la discusión respecto a los mecanismos que ayuden a mantener o incrementar la inercia del sistema ante la entrada masiva de la generación renovable continúa tanto en el ámbito académico como a nivel de la industria, sin encontrarse aún una respuesta definitiva. Sin embargo, servicios como La Respuesta Rápida en Frecuencia (*Fast Frequency Response – FFR*) o emulación de la inercia por parte de los generadores conectados mediante electrónica de potencia (No Síncronos) pueden ayudar a integrar más energía basada en inversores.

La Respuesta Rápida en Frecuencia consiste en emular la inercia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida, manteniendo un aporte mínimo adicional de alrededor del 10% de la potencia nominal del parque de generación por un periodo mínimo tiempo, usualmente 6 segundos, para caídas de frecuencia por debajo de una referencia de ajuste mínima. Este aporte deberá ser retirado automáticamente del sistema si la frecuencia vuelve al valor nominal. Normalmente, este aporte adicional de potencia activa debe ser entregado a la red en un tiempo inferior o igual a 1 segundo. En la Figura 6.1. se ilustra este mecanismo [1].

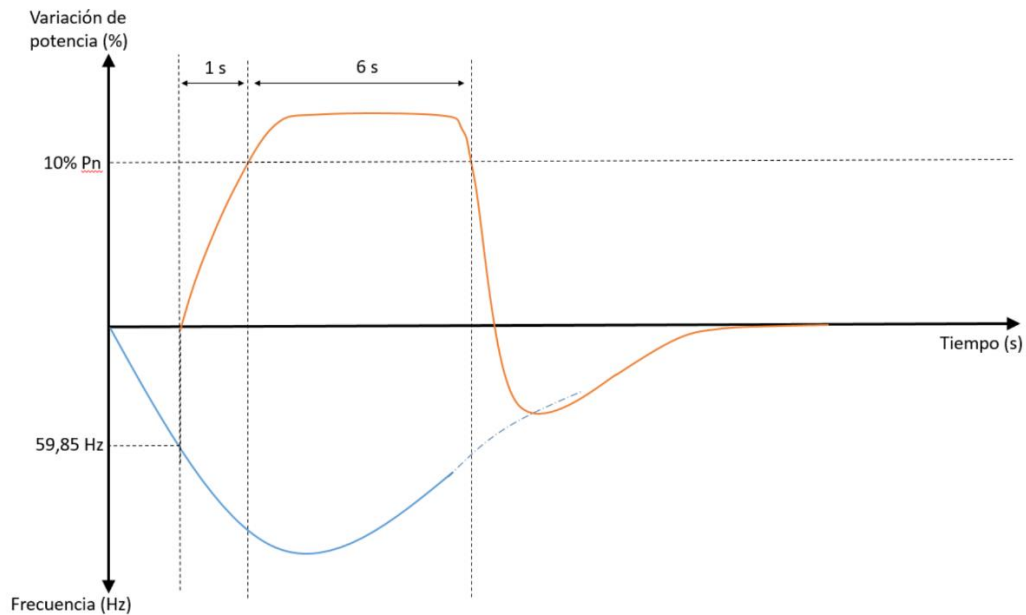


Figura 6.1. Emulación de la Inercia.

En una turbina eólica, este aporte de potencia adicional no se obtiene del recurso primario, sino a partir del bloqueo físico del rotor el cual como resultado del efecto electromecánico que trata de compensar el torque eléctrico, induce una corriente adicional. Si este bloqueo se diera por más tiempo del estipulado, el movimiento rotacional de las aspas perdería tanta energía que la recuperación de la potencia inyectada a la red se podría ver afectada. Este efecto se puede ver en la curva de color naranja.

Otro mecanismo para lidiar con el problema de la reducción de la inercia debido al desplazamiento de la generación de origen síncrona es adicionar una nueva restricción al modelo de despacho económico que garantice una inercia mínima despachada.

Respecto a la participación de las fuentes renovables en la regulación primaria de frecuencia, se podría formular una exigencia a través de la expedición de un código de red que las obligue

a contar con un regulador de velocidad que permita el ajuste de una banda muerta, un estatismo permanente y que provea un control de potencia activa/frecuencia que permita su participación en la regulación primaria de frecuencia del sistema, tanto para eventos de sobrefrecuencia como para eventos de subfrecuencia.

Todos los generadores basados en inversores deberán cumplir con los requisitos de operación ante alta y baja frecuencia y deben responder a las condiciones de la frecuencia. Deberá disponer de los equipos necesarios que les permitan realizar regulación potencia-frecuencia, es decir, estará capacitada para producir incrementos o decrementos de potencia activa proporcionales al desvío de frecuencia en el punto de conexión a la red.

6.3 Respecto a la Estabilidad de Tensión

En el inicio de las FERNC, este tipo de generadores no tenían capacidad para controlar tensiones o potencia reactiva [2]. Sin embargo, la gran propagación de este tipo de generación que ha llegado a reemplazar la generación convencional llevó a desarrollar controles que tuvieran esta capacidad de control de tensiones y potencia reactiva. La regulación de varios países europeos fue modificada con el fin de replicar algunos de los requerimientos de la generación convencional a las FERNC. Por ejemplo, La regulación irlandesa requiere que todas las granjas eólicas conectadas a la red de transmisión tengan la capacidad para controlar tensión y/o potencia reactiva en las terminales de los generadores.

De acuerdo con esto, las plantas conectadas mediante electrónica de potencia deben estar diseñada para operar en condiciones normales dentro del rango de tensión 0.9 –1.1 p.u. Además, deben poder controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con su curva de carga declarada y según las consignas de operación definidas por el operador de red. El regulador de voltaje también deberá contar con los siguientes modos de control: tensión, potencia reactiva y factor de potencia y deberá disponer de una opción de *Droop* (similar al estatismo del control de frecuencia) configurable para limitar la interacción inestable con otros recursos conectados al mismo punto de conexión o en subestaciones cercanas.

Adicionalmente, para mitigar el impacto negativo proveniente de los huecos de tensión debidos a la ocurrencia de eventos de cortocircuito en el sistema de potencia que ocasionan la pérdida de la generación basada en inversores, es necesario establecer unos requerimientos mínimos de soportabilidad de tensión para las plantas no síncronas. Estos requerimientos se

establecen a partir de estudios dinámicos de simulación de fallas trifásicas a tierra y bifásicas asiladas en todos los circuitos del sistema de potencia y monitoreando la tensión en todas las barras. De los resultados obtenidos se propone una caracterización que envuelva todas las tensiones en barras del sistema. De esta caracterización surgen las curvas para *Low Voltage Ride Through - LVRT* y *High Voltage Ride Through – HVRT* [1].

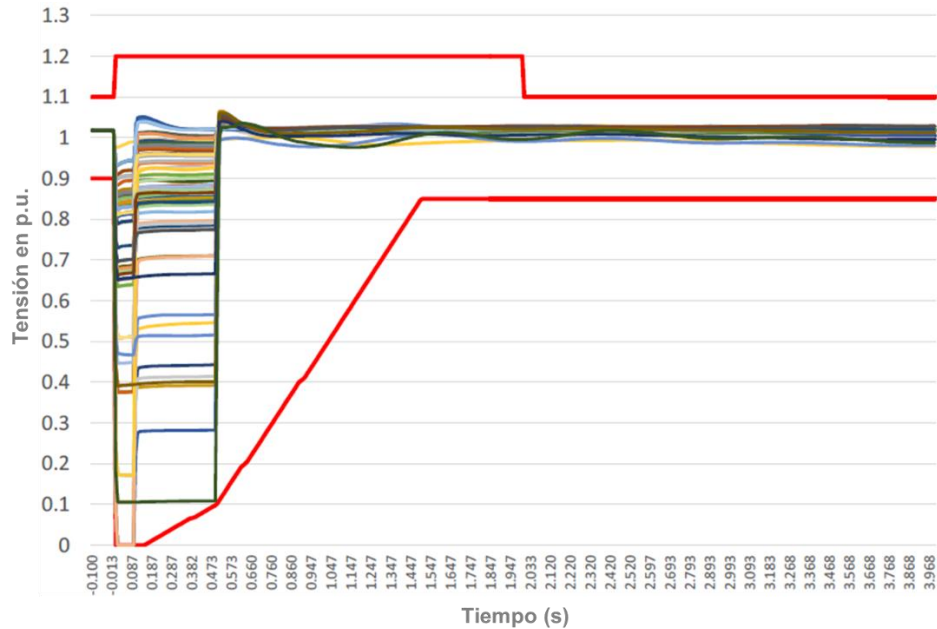


Figura 6.2. Simulación Dinámica para Establecer Curvas LVRT y HVRT.

De acuerdo con lo anterior, las unidades no síncronas conectadas a la red deberán tolerar evoluciones de la tensión dentro de la envolvente de las curvas sin desconectarse por ningún motivo. Los tiempos de tolerancia y niveles de tensión a soportar son definidos por cada código de red.

Adicional a lo anterior es necesario un soporte de corriente reactiva adecuado, que prevenga la propagación de los huecos de tensión a lo largo del sistema de potencia y reduzca el riesgo de tener inestabilidad de tensión o desconexión de grandes boques de generación de forma simultánea. La manera más efectiva de proporcionar un soporte dinámico de la tensión en el sistema, y del mismo modo evitar la desconexión no deseada de unidades de generación, es que las unidades de generación provean corriente reactiva suficiente para ayudar a la recuperación de la tensión. Sin este aporte de corriente reactiva adicional, es probable que la recuperación de la tensión no se realice de la manera adecuada, aumentando el riesgo de que las fuentes no síncronas se desconecten al no estar dentro de las curvas LVRT y HVRT.

Para mitigar el impacto del déficit o exceso de potencia reactiva en el sistema ante la entrada de fuentes basadas en inversores es necesario que estas tengan capacidad de generación de potencia reactiva y además deben garantizar un factor de potencia mínimo en el punto de conexión.

6.4 Respecto al Control Topológico de la Red

De los procesos más críticos para la operación y el control de sistemas de potencia es el control topológico de la red. Es en este dónde se deben prever todos los riesgos inherentes al comportamiento de la red en estado estable respecto a los flujos de potencia y la cargabilidad los activos de la red y ante desconexiones no programadas de equipos. En este proceso se presenta un impacto significativo y que en la actualidad no se cuenta con mecanismos operativos claros y establecidos, pues tal como se verá a continuación no hay muchas acciones que se puedan realizar en tiempo real o mediante ajustes de controles para solventarlos.

Respecto a los bajos niveles de cortocircuito, debido a las características físicas de los inversores y sus fuentes de generación, sus aportes al cortocircuito se encuentran limitados a valores cercanos a la corriente nominal, típicamente entre 0.9 p.u. y 1.1 p.u. de la corriente nominal. Esta característica de aporte mínimo resulta un desafío para la coordinación de protecciones del sistema ya que se dificulta la diferenciación entre corriente de generación y corriente de falla. En la actualidad no se ha desarrollado ningún esquema que le permita a estas fuentes poder entregar corrientes de cortocircuito altas, tal como lo hacen las plantas convencionales, aunque desde el punto de vista práctico, esta no es una condición deseable para los equipos dado que los podría afectar seriamente.

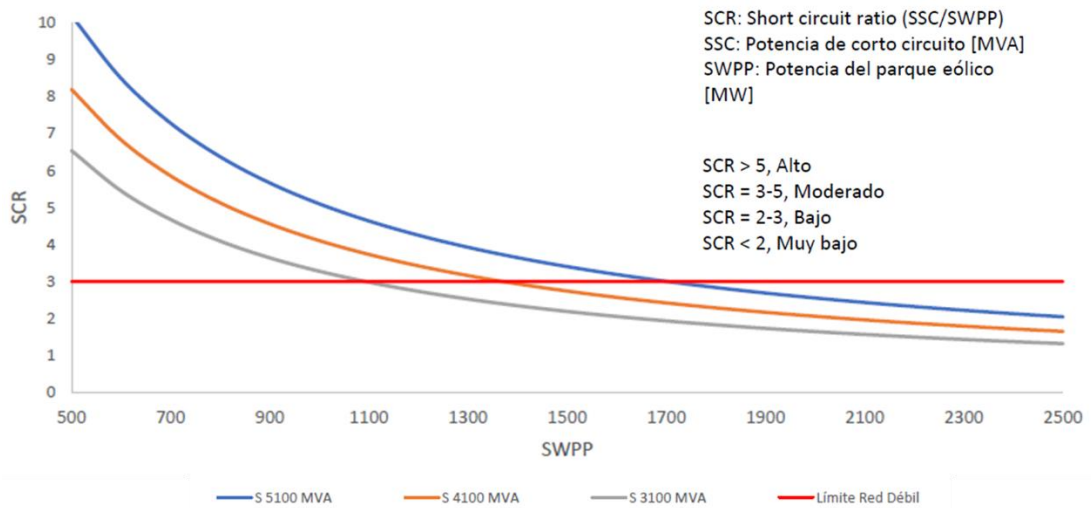


Figura 6.3. Nivel de Cortocircuito vs. Potencia Renovable.

La única manera de lidiar o mitigar este impacto es mediante la limitación de la cantidad de potencia proveniente de recursos renovable basados en inversores a conectar en el sistema de potencia, sin embargo, esta opción no es factible desde el punto de vista práctico, ya que en principio estos recursos son de costo nulo al ser libres e inagotables. Estudios han demostrado que niveles de cortocircuito o SCR menores a 3 pueden ser considerados demasiado bajos para permitir más entrada de generación renovable al sistema. En la Figura 6.3. se muestra un caso de ejemplo donde a medida que aumenta la generación renovable el nivel de cortocircuito decae.

Por otro lado, respecto a la operación de los recursos renovables en modo isla tampoco se cuenta con muchos mecanismos para minimizar su impacto. La formación accidental de islas eléctricas es una operación indeseable y no permitida para los equipos de generación renovable, por lo cual debe ser detectada de manera previa. Una manera posible para eliminar este riesgo es desde la planeación de la expansión del sistema de transmisión el cual debe ir de la mano con la expansión de la generación para garantizar redundancia y robustez en las interconexiones tanto de los proyectos de generación renovable como de las áreas circundantes. El sistema anti-islanding para sistemas de generación renovable es abordado por los estándares UL1741 e IEEE1547.

Finalmente, respecto a las congestiones que se puedan presentar en la red asociadas al alto nivel de generación renovable, se deben desarrollar mecanismos de despacho de energía de muy corto plazo para la reasignación de generación faltante o sobrante, así como mejoras en los pronósticos tanto de demanda como de generación.

6.5 Referencias

- [1] Centro Nacional de Despacho CND. “Propuesta de Requerimientos Técnicos para da Integración de Fuentes de Generación No Síncrona al SIN”. XM. 2017.
<https://www.xm.com.co/Paginas/Renovables/Renovables-no-convencionales-en-el-SIN.aspx>
- [2] I. Dudurych1, M. Burke, L. Fisher et al. “Operational security challenges and tools for a synchronous power system with high penetration of non-conventional sources”. Cigre. 2017.
- [3] Código Irlanda. EirGrid GridCodeVersión 6. <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/Eirgrid/GridCodeVersion6.pdf>
- [4] Código Brasil. <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>
- [5] Código Alemania. Network and System Rules of the German Transmission System Operators.
<https://www.vde.com/resource/blob/937766/bfe325518ace878935966b6efbc493e4/transmissioncode-2007--network-and-system-rules-of-the-german-transmission-system-operators-data.pdf>
- [6] Australia. Electricity Rule Change Proposal, Generator Technical Requirements. AEMO 2017.
- [7] Australia. Multiple Voltage Disturbance Ride-Through Capability. AEMO 2018.
- [8] RESOLUCION Núm. RES/119/2012: "resolución por la que la comisión reguladora de energía expide las reglas generales de interconexión al sistema eléctrico nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente".
- [9] Dinamarca. Technical regulation 3.2.2 for PV power plants above 11 kW. Energinet/DK 2016
- [10] Dinamarca. Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW. Energinet/DK 2016

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

Una vez culminada la elaboración y desarrollo de este proyecto de investigación sobre el impacto de las fuentes de energía renovables en la operación y control de sistemas de potencia se pueden presentar las siguientes conclusiones:

7.1.1 Conclusiones Respecto a la Investigación Desarrollada

- Esta investigación hace un aporte tanto en el ámbito práctico, ya que permitió identificar algunos de los problemas que se pueden presentar en la Operación y el Control de Sistemas de Potencia a nivel mundial ante la entrada de Fuentes de Energía Renovable y proponer algunos mecanismos que minimicen su impacto, como en el ámbito académico, pues servirá como punto de partida para futuros trabajos como los mostrados en el ítem de *Futuras Líneas de Investigación*.
- Dadas las características del problema, para dar una solución efectiva, minimizar el impacto que introduce la fuerte penetración de Fuentes de Energía Renovable en los Sistemas Eléctricos de Potencia y no repetir los errores encontrados en ciertos sistemas, deben ser tenidas en cuenta las experiencias expuestas por los Operadores Independientes de Sistemas Eléctricos Internacionales y las investigaciones presentadas en la literatura especializada.
- El avance de la tecnología y el desarrollo de la Electrónica de Potencia han permitido superar muchas de las dificultades encontradas en Sistemas Eléctricos de países donde se ha tenido fuerte integración de Fuentes de Energía Renovable, sin embargo, todavía existen muchos otros problemas que deben ser resueltos como la reducción de la Inercia del Sistema por el desplazamiento de la generación convencional con máquinas síncronas.

7.1.2 Conclusiones Respecto a las Fuentes de Energía Renovable

- La integración de Fuentes de Energía Renovable en la matriz energética mundial definitivamente muestra un gran aporte a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero que atentan contra el ecosistema, adicional al cambio de la tecnología automotriz que va en aumento con los vehículos eléctricos.
- La integración de generación renovable supone un reto enorme para la Operación y Control de Sistemas de Potencia debido a la baja disponibilidad, producción sin correlación con el consumo, falta de firmeza en los programas de generación debido a su carácter mayoritariamente no gestionable.
- Dado el desarrollo y penetración que han tenido las Fuentes de Energía Renovable a nivel mundial, es un hecho que la matriz energética de muchos países en desarrollo será basada en estas tecnologías, por lo que es importante conocer de antemano sus ventajas y desventajas con el fin de garantizar una operación segura y confiable del sistema de potencia.

7.1.3 Conclusiones Respecto al Impacto en la Operación y Control

- Es sumamente importante que los Códigos de Redes que regulan la normatividad de los Sistemas Eléctricos de Potencia de cada país no deban ser más exigentes de lo que deben ser para evitar la instalación de equipos de generación renovable con diseños excesivos y eficiencia reducida, sino que deben ser los suficientemente específicos para garantizar la seguridad y confiabilidad adecuada del Sistema.
- La Observabilidad del sistema de potencia cobra gran relevancia con la integración de Fuentes de Energía Renovable debido la necesidad de tener previsiones de producción renovable más fiables, el cálculo de reserva más preciso, el requerimiento de reserva menor y, por tanto, el despacho de generación más eficiente.
- Es necesario que las nuevas fuentes de generación que se integren a los sistemas de potencia tengan la capacidad de realizar regulación dinámica de frecuencia y de voltaje y una adecuada soportabilidad a condiciones transitorias de voltaje y frecuencia (*Fault Ride Through - FRT*).

7.2 *Recomendaciones*

A partir de las experiencias encontradas durante el desarrollo de este proyecto se pueden presentar las siguientes recomendaciones:

- Profundizar en el estudio del Impacto de la reducción de la Inercia del Sistema Eléctrico de Potencia ante el desplazamiento de generación convencional con máquinas síncronas debido a la Inserción de Fuentes de Energía Renovable o Recursos de Generación basados en Electrónica de Potencia.
- Realizar un estudio de ajuste de protecciones y caracterización de fallas con bajo aporte de corriente de cortocircuito debido a la fuerte penetración de Fuentes de Energía Renovable o Recursos de Generación basados en Electrónica de Potencia tanto a nivel de los Sistemas de Transmisión como de los Sistemas de Distribución.
- Definir nuevos métodos de cálculo de reservas que tengan en cuenta la generación esperada basada en pronósticos de generación variable del día siguiente, reducción de tiempos de despacho de muy corto plazo y creación de un mecanismo de balance de tiempo real.

7.3 *Futuras Líneas de Investigación*

Después de haber culminado con el desarrollo de este proyecto se encontraron algunos temas que se consideran de interés para estudio y futuras líneas de investigación:

- Diseño de Mercados de Energía con la participación de Fuentes de Energía Renovable.
- Propuestas Regulatorias para la integración de Fuentes de Energía Renovable.
- Despacho Económico considerando incertidumbre en la Generación y la Demanda.
- Participación de la Demanda.
- Predicción meteorológica para la Generación de Fuentes de Energía Renovable.
- Predicción de la Demanda considerando los Recursos Energéticos Distribuidos.
- Ubicación Óptima de Estaciones Meteorológicas.
- Arquitectura de Telecomunicaciones para integrar Fuentes de Energía Renovables y Recursos Energéticos Distribuidos.
- Sistemas de Protecciones considerando Fuentes de Energía Renovable y Recursos Energéticos Distribuidos.