



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Determinación de Índices de Penetración Eólica en el Sistema Eléctrico Nacional
Interconectado de República Dominicana

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Sixfredo Alexis Martínez Cadena

Director

Rodolfo Fermín Maldonado

Tutor

Luis Olmos

1 de Marzo de 2013
Santo Domingo, República Dominicana



**DETERMINACIÓN DE ÍNDICES DE PENETRACIÓN EÓLICA EN
EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO DE
REPÚBLICA DOMINICANA**

AUTOR

Sixfredo Alexis Martínez Cadena

Fdo.:  Fecha: 19 / 01 / 2013

DIRECTOR

Rodolfo Fermin Maldonado

Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur

Teléfono: 809-566-4784, 809-747-5658

e-mail: rfermin@edesur.com.do

TUTOR

Luis Olmos

Vº Bº del Director de Tesis

Rodolfo Fermin Maldonado

Fdo.:  Fecha: 19 / 01 / 2013

Vº Bº del Tutor de Tesis

Luis Olmos

Fdo.:  Fecha: 13 / 02 / 2013

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luis Olmos

Fdo.:  Fecha: 13 / 02 / 2013

DIDICATORIA

A mi esposa Fátima quien soportando cariñosamente mis ausencias, me dio apoyo emocional y fue mi guardián para que cumpliera con mi meta.

A mis hijos, Ivar y Amir quienes han sido mi inspiración para seguir adelante con este proyecto.

A Don Joaquín y a mis hermanos Fifa, Tito, Enmi, Marcia, Ari, Miurca, Joselyn, Joaquín, quienes han sido fuente de motivación para la realización de esta carrera.

AGRADECIMIENTO

El autor de este trabajo quiere agradecer a:

Dios, por ser nuestro guía en el desarrollo de esta tesis, por haberme dado la fuerza, la entrega y el entusiasmo para lograr esta importante meta en nuestra vida.

Rodolfo Fermín Maldonado, Director de nuestra tesis, por sus valiosos y oportunos comentarios.

Luis Olmos, Tutor y Coordinador de esta tesis, por su empeño para que concluyéramos nuestro trabajo y por sus valiosos comentarios sobre el tema desarrollado.

Mis compañeros de Maestría del Organismo Coordinador, quienes con su aliento y apoyo mantuvieron el entusiasmo del grupo durante todo el desarrollo de la carrera.

Organismo Coordinador por el apoyo económico brindado y por las facilidades ofrecidas para cumplir con el programa de la maestría.

A mis asesores:

Yeulis Rivas, Experto en DIgSILENT, por el tiempo dedicado y su ayuda en la preparación y ajustes del modelo con los parques eólicos.

Iván Veras, Experto en DIgSILENT, por su apoyo incondicional y sus valiosos aportes en la solución de los problemas encontrados en las corridas del modelo.

Franklin Olivo, Experto en DlgSILENT, por su valiosa colaboración en la modelación de los parques eólicos.

Todas aquellas personas que de una u otro forma contribuyeron al desarrollo de esta tesis.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN Y MOTIVACION	1
2. OBJETIVOS DE LA TESIS	4
3. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO	5
3.1 Características del Sistema Eléctrico Dominicano	5
3.1.1 Reforma del Sector	5
3.1.2 Marco Regulatorio	6
3.1.3 Ley 57-07	8
3.1.4 Normas Complementarias	10
3.1.5 Estructura Institucional	10
3.1.6 Sistema de Transmisión	16
3.1.7 Sistema de Generación	17
3.1.8 Sistema de Distribución	22
3.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista	26
3.2.1 Programación de la Operación del SENI	26
3.2.2 Operación en Tiempo Real	27
3.2.3 Transacciones Económicas	28
3.2.4 Indicadores de Desempeño	30
4. LAS ENERGÍAS RENOVABLES	32
4.1 Experiencia Internacional	33
4.2 Desarrollo de la Energía Eólica en el Mundo	35
4.2.1 La Eólica en España	37
4.2.2 La Eólica en USA	38
4.2.3 La Eólica en Alemania	39
4.2.4 La Eólica en China	40
4.3 Desarrollo de Otras Fuentes de Energía Renovable	41
4.3.1 Energía Solar	43
4.3.2 Energía de la Biomasa	44
4.3.3 Energía Geotérmica	45
4.3.4 Energía Hidráulica	47
4.4 Impactos Potenciales en la Operación del Sistema	48
4.4.1 La Experiencia Internacional	48
4.4.2 La variabilidad y la incertidumbre en el pronóstico de la generación Eólica	52
4.4.3 Exceso o falta de generación disponible, debida a la variación del recurso eólico	54
4.4.4 Impacto en las Congestiones	54
4.4.5 Requerimientos de Reservas de Regulación	56
5. ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS	58
5.1 Modelado de los Parques Eólicos	58

5.1.1	Modelos de Aerogenerador	58
5.1.2	Generador Asíncrono (Jaula de Ardilla)	59
5.1.3	Generador Asíncrono Doblemente Alimentado.....	60
5.1.4	Componentes del Aerogenerador.....	63
5.1.5	Modelo de Viento	65
5.2	Modelos de Aerogenerador en DIgSILENT	66
5.3	Criterios y Consideraciones Generales	68
5.3.1	Consideraciones generales sobre el estudio	68
5.3.2	Criterios para determinar la máxima penetración eólica.....	70
5.3.3	Análisis de información disponible	72
5.3.4	Modelo y Herramienta de Simulación utilizada	73
5.3.5	Criterios para el Análisis de Simulaciones	75
5.4	Análisis de los Escenarios de Simulación	77
5.4.1	Análisis en Demanda Máxima	79
5.4.2	Demanda Mínima.....	88
5.5	Análisis del Despacho.....	94
5.5.1	Análisis del Impacto de los desvíos en el Despacho	95
5.5.2	Análisis del Impacto en la Reserva	96
5.5.3	Cálculo de la máxima potencia admisible	97
5.5.4	Análisis del Impacto en los Costos Marginales	97
5.5.5	Análisis de Sobre Costos por el ingreso de Eólica	98
5.6	Índice de Penetración Eólica	98
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
7.	BIBLIOGRAFIA.....	104
8.	APÉNDICES.....	110

Lista de Figuras:

Figura 1 – Gases de Efecto Invernadero (Fuente: Google)	8
Figura 2 - Diagrama Unifilar del SENI (Fuente: OC-SENI)	16
Figura 3 – Capacidad Instalada por Tecnología (Fuente: Elaboración propia)	17
Figura 4– Capacidad Instalada por tipo de Combustible (Fuente: Elaboración propia)	18
Figura 5– Capacidad Instalada por tipo de combustible (Fuente: Elaboración propia)	18
Figura 6– Energía generada del SENI 2011 (Fuente: Elaboración propia)	19
Figura 7 – Porcentaje de la energía Generada del SENI 2011 (Fuente: Elaboración propia)	20
Figura 8 - Comportamiento de la energía generada años 2010 – 2011 (Fuente: OC-SENI)	20
Figura 9 – Demanda esperada del SENI para los próximos 12 meses (Fuente: OC-SENI)	25
Figura 10 – Demanda esperada del SENI para los próximos 12 meses (Fuente: Elaboración propia)	25
Figura 11 – Evolución de las Transacciones Económicas (Fuente: Elaboración propia)	29
Figura 12 - Fuentes de Energía Renovable (Fuente: Elaboración propia)	32
Figura 13 - Producción de Electricidad con Energía Renovable 2011 (Fuente: WWEA)	35
Figura 14 - Capacidad Eólica Instalada (Fuente: WWEA)	36
Figura 15 - Capacidad Eólica Nueva y Tasa de Crecimiento (Fuente: WWEA)	36
Figura 16 – Potencia Instalada por Tecnologías en España (Fuente: REE y AEE)	37
Figura 17 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en USA (Fuente: WWEA)	38
Figura 18 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en ALEMANIA (Fuente: WWEA)	39
Figura 19 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en CHINA (Fuente: WWEA)	40
Figura 20 –Capacidad Instalada de Solar (Fuente: ISON21)	44
Figura 21 –Capacidad Instalada de Hidro (Fuente: REN21)	47
Figura 22 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)	53
Figura 23 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)	53
Figura 24 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)	54
Figura 25 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)	57
Figura 26 –Tipos de Aerogenerador	58
Figura 27 – Generador Asíncrono o Jaula de Ardilla (Fuente: Internet)	59
Figura 28 – Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (Fuente: PASFWT)	60
Figura 29 –Aerogenerador Eólico (Fuente: Internet)	61
Figura 30 – Partes de un Aerogenerador Eólico (Fuente: Internet)	63
Figura 31 – Modelo de los vientos (Fuente: Internet)	66
Figura 32 – Diagrama de Bloques correspondiente al modelo del Aerogenerador (Fuente: Internet)	67
Figura 33 – Modelo del generador de inducción DFIG (Fuente: DigSILENT)	67
Figura 34 – Ubicación de los Parques eólicos en el SENI	69
Figura 35 – Curva de Potencia del Generador Vestas V90 (Fuente: Internet)	71
Figura 36 – Ejemplo de agregación de turbinas de un parque eólico (Fuente: Internet)	77

Figura 37 – Comportamiento de los voltajes Demanda Máxima	80
Figura 38 – Representación del FlowGate o Cortes (Fuente: OC-SENI).....	81
Figura 39 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 7	87
Figura 40 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 8	87
Figura 41 – Comportamiento de los voltajes Demanda Mínima.....	89
Figura 42 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 2	93

Lista de Tablas:

Tabla 1. Empresas creadas luego de la capitalización del Sector Eléctrico Dominicano	5
Tabla 2. Evolución de los clientes de EDESUR (Fuente EDESUR)	23
Tabla 3. Evolución de los clientes de EDENORTE (Fuente EDENORTE)	23
Tabla 4. Evolución de los clientes de EDEESTE (Fuente EDEESTE)	24
Tabla 5. Tamaño de las empresas distribuidoras (Fuente: Elaboración propia)	24
Tabla 6. Evolución mensual de la frecuencia 2010-2011 (Fuente: OC-SENI)	30
Tabla 7. Calidad de la Frecuencia2011 (Fuente: OC-SENI).....	31
Tabla 8. Calidad del Voltaje (Fuente: OC-SENI)	31
Tabla 9. EDAC establecido por el OC-SENI en el 2010 (Fuente: OC-SENI)	70
Tabla 10. Proyectos Eólicos considerados.....	73
Tabla 11. Grupos considerados por proyecto eólico	77
Tabla 12. Resultados corrida de flujos en demanda máxima	81
Tabla 13. Resultados Contingencias N-1	82
Tabla 14. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda máxima	84
Tabla 15. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda máxima	85
Tabla 16. Resultados corrida de flujos en demanda mínima	89
Tabla 17. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda mínima	91
Tabla 18. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda mínima	92
Tabla 19. Despacho de la Generación Hidroeléctrica	94
Tabla 20. Despacho por Orden de Mérito de Centrales Térmicas y Eólicas	95
Tabla 21. Desvío de la Programación de Los Cocos	96
Tabla 22. Despacho con reserva de regulación menor al 3%	97

1. INTRODUCCIÓN Y MOTIVACIÓN

La evolución del sector eléctrico en República Dominicana, para los próximos cinco a diez años está marcada por el cambio de la matriz energética Nacional, por la preeminencia y observancia de las leyes del mercado liberalizado, por la seguridad del abastecimiento, por la búsqueda permanente de ventajas competitivas, por el aumento de los indicadores de desempeño de las empresas distribuidoras, por el logro de la sostenibilidad y el desarrollo económico del sector, y por la preservación y contribución con el medio ambiente.

En momentos en que los países del mundo enfocan la seguridad del abastecimiento energético como el eje central del desarrollo de sus economías, y considerando que la sostenibilidad del crecimiento económico, requiere la consecución de los niveles óptimos de cierta independencia que garantice una reducción sustancial de los riesgos que imponen los conflictos propios del accionar de la geopolítica, caracterizada por incrementos bruscos en los precios internacionales de los combustibles, lo que ha ocasionado graves dificultades en el suministro de los insumos que impactan sensiblemente en el crecimiento de nuestras economías, República Dominicana se levanta como referencia entre los países que han decidido explotar sus recursos renovables de una forma intensiva y eficiente, mediante la promulgación de la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07).

El impacto que sobre la matriz energética de todos los países está teniendo la energía renovable es verdaderamente sorprendente, destacándose la energía eólica como la de mayor crecimiento a nivel mundial, gracias a los avances tecnológicos logrados para su integración en la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Para aprovechar plenamente este recurso renovable, es importante minimizar los efectos adversos del impacto que provoca su intermitencia en la calidad y seguridad del servicio. El aumento de la energía eólica demandará cambios en la operación, y en los esquemas de protecciones y control del Sistema Eléctrico Nacional.

Uno de los elementos que en la operación del sistema puede resultar mayormente afectado por la generación eólica, en el marco de la prestación de los servicios de regulación de frecuencia y tensión, es la calidad del servicio. En la actualidad el sistema eléctrico dominicano mantiene indicadores de calidad de frecuencia y tensión por debajo de los estándares establecidos por la norma, lo cual unido al pésimo desempeño de los aerogeneradores para proveer estos servicios, provocaran un deterioro en la calidad de los mismos.

Para permitir la máxima integración posible de energía eólica será necesario identificar las soluciones más efectivas, que permitan garantizar un control adecuado de la frecuencia y de la tensión. El balance generación-demanda deberá asegurarse en todo instante para evitar desvíos significativos de la frecuencia, así como también un control efectivo de las variaciones de tensión, originadas por fluctuaciones de potencia eólica.

En esta tesis titulada “**Determinación de índices de Penetración Eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana**” se pretende analizar el impacto que tendría la integración de los nuevos proyectos de parques de generación eólica en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, con el objeto de determinar los niveles máximos de penetración de capacidad de generación eólica en la operación del SENI, que garantice la calidad del servicio, la seguridad del suministro y la estabilidad del sistema.

En la actualidad en la República Dominicana existe el parque eólico Los Cocos – Quilvio Cabrera (33.45 MW) y se espera una capacidad adicional de (150 MW) en proyectos de parques eólicos en ejecución o desarrollo, tales como la expansión del parque eólico Los Cocos (50 MW), Matafongo (50 MW) y Guanillo (50 MW), etc. Esta nueva configuración en la matriz de generación implica nuevos retos y oportunidades, tanto para desarrolladores de proyectos como para las autoridades regulatorias, operador del mercado y el operador del sistema, que serán debidamente considerados en el desarrollo de esta tesis.

En este trabajo se detallaran los principales desafíos técnicos que suponen la integración al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de los diferentes proyectos de parques de generación eólica actualmente en desarrollo, así como los que están en fase de estudio en la República Dominicana. Se determinaran los niveles máximos de penetración de capacidad de generación eólica, destacando entre otros temas, las restricciones y las modificaciones que provocarían en la operación del sistema eléctrico interconectado, las necesidades de expansión de la red eléctrica de Alta Tensión y los controles automáticos necesarios debido al carácter intermitente de la generación eólica. Además analizaremos la necesidad de aumentar la capacidad de generación de respaldo, la necesidad de aumentar la reserva de regulación y algunos aspectos relativos a la fiabilidad. Adicionalmente se describirán los principales requerimientos técnicos de conexión al SENI para los parques eólicos, según lo que establece la normativa.

Finalmente se pretende resaltar los retos medio ambientales, a los que están abocados a enfrentar, todos los sectores, para los cuales, la reducción del calentamiento global del planeta, se ha constituido en el desafío más importante al que se enfrenta el mundo. Cabe destacar que al margen de los beneficios medio ambientales que se

puedan lograr, el crecimiento de la inversión en proyecto de energía eólica constituye una legítima oportunidad de negocio, que es necesario reconocer en el contexto de la crisis económica mundial.

2. OBJETIVOS DE LA TESIS

Los objetivos principales de la tesis son:

1. Determinar el nivel máximo de capacidad de generación eólica que puede instalarse en el SENI que garanticen la calidad de servicio, la seguridad y estabilidad del SENI, lo cual permitirá conocer a qué distancia se está de dicho nivel.
2. Analizar los sobre costes que suponen para el sistema diferentes niveles de penetración eólica.
3. Analizar los impactos que sobre la operación del SENI tienen la instalación de parques eólicos, basados en las distintas tecnologías de aerogeneradores.
4. Analizar el efecto que tiene la entrada de parques de generación eólica, sobre la energía no servida, el despacho de generación y de servicios auxiliares y cuál será la tendencia de los costos marginales del mercado Spot.
5. Preparar una propuesta de Resolución para la implementación y actualización periódica de Índices de Capacidad de Penetración Eólica en el SENI.

3. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DOMINICANO

3.1 Características del Sistema Eléctrico Dominicano

3.1.1 Reforma del Sector

República Dominicana se encuentra en un proceso de transformación del sector eléctrico. El mismo estuvo gestionado por el Estado Dominicano desde el 16 de enero del 1955, fecha en que asume la responsabilidad total del servicio eléctrico en nuestro país. Por medio del decreto No. 555 el Estado Dominicano a través de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), dicha decisión se realizó al amparo de la ley No. 4018 aprobada por el Congreso Nacional el 30 de diciembre del año 1954.

Desde ese entonces y hasta el año 199, el sector eléctrico dominicano operaba bajo el modelo de regulación tradicional, en el cual las diferentes actividades de generación, transmisión, distribución y Comercialización, estaban organizadas de manera vertical bajo la dirección de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), empresa de propiedad estatal.

La reforma del sector eléctrico dominicano se inició con la promulgación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 en el año 1997. La Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP), amparada en el mandato de la ley 141-97, inició el proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), luego de numerosos estudios técnicos realizados durante varios años por especialistas nacionales e internacionales y de una evaluación exhaustiva, que determinó la conveniencia de subdividir la empresa eléctrica en varias sociedades diferentes.

En agosto de 1999, El Gobierno de la República Dominicana llevó a cabo la reestructuración del sector eléctrico en su totalidad. La reestructuración se basó en el modelo regulatorio chileno y en el modelo de capitalización boliviano. Se decidió crear dos empresas de generación térmica y tres de distribución. La conformación final del mercado después de finalizado el proceso de capitalización fue:

EMPRESA CREADA	INVERSIONISTA
GENERADORA ITABO - EGEITABO	GENER, COASTAL
GENERADORA HAINA - EGEHAINA	SEABOARD, CDC
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL SUR - EDESUR	UNION FENOSA INTERNACIONAL
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL NORTE - EDENORTE	UNION FENOSA INTERNACIONAL
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL ESTE - EDEESTE	AES CORPORATION

Tabla 1. Empresas creadas luego de la capitalización del Sector Eléctrico Dominicano

En ese mismo orden se formaron las empresas de Transmisión (ETED) y una empresa de generación hídrica (EGEHIDRO) las cuales permanecerían en control total del estado dominicano.

El marco normativo que sirvió como base para el inicio del proceso de capitalización, fue conformado por una serie de resoluciones emitidas por la entonces Secretaría de Industria y Comercio, entre las cuales citamos:

- | | | |
|------|------------------------|--|
| i. | Resolución SEIC-235-98 | La cual fungía como Ley marco |
| ii. | Resolución SEIC-236-98 | La cual fungía como reglamento |
| iii. | Resolución SEIC-237-98 | La cual establecía el régimen tarifario aplicable a las empresas de distribución |

En el mes de noviembre del año 2002 AES Corporation adquirió la empresa GENER y El Paso Energy adquirió Coastal Corporation. Inicialmente las empresas distribuidoras EDESUR y EDENORTE pertenecieron a la empresa Unión Fenosa Internacional y la empresa distribuidora EDEESTE pertenecía a la empresa AES Corporation. En septiembre del 2003 el Estado Dominicano compra las acciones de Unión FENOSA en las empresas distribuidoras EDESUR y EDENORTE y en el año 2009 el estado compra las acciones de EDEESTE. Luego de estas negociaciones las empresas distribuidoras vuelven a pertenecer al estado dominicano en su totalidad.

3.1.2 Marco Regulatorio

La estructura normativa del sector eléctrico dominicano está formada por la Ley General de Electricidad 125-01, por la Ley de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales 57-07, la Ley 186-07 que modifica la Ley 125-01, el Reglamento para La Aplicación de la Ley 125-01 y el Reglamento para la aplicación de la Ley 57-07.

La Ley General de Electricidad fue introducida al Congreso Dominicano en noviembre de 1994 y promulgada el 26 de julio de 2001, con la finalidad de establecer un Marco Regulatorio del subsector eléctrico en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad. Dentro de los objetivos de esta ley están los siguientes:

- ✧ Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus obligaciones.

- ✧ Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.
- ✧ Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no-discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad.
- ✧ Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables.
- ✧ Promover la realización de inversiones privadas en producción, transmisión y distribución, asegurando la competitividad de los mercados.
- ✧ Promover y garantizar la oportuna oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país, en condiciones adecuadas de calidad, seguridad, economía y un uso óptimo de los recursos que minimicen el impacto ambiental.

Algunas de las reformas contenidas en la Ley General de Electricidad son:

- ✧ El estado permanece con su función reguladora, sin embargo la función empresarial ya no corresponde al Estado.
- ✧ Promueve la especialización de las empresas del Subsector Eléctrico.
- ✧ Fomenta la competencia en la generación, distribución y comercialización.
- ✧ Da oportunidad a los distribuidores y Grandes Usuarios de conocer los precios de electricidad ofrecidos por diversos productores.

Las reformas contenidas en la Ley General de Electricidad implican cambiar desde un sistema centralizado dirigido por el estado con empresas verticalmente integradas, con necesidad de subsidios cruzados y poca eficiencia, hacia un mercado abierto que permite:

- ✧ **Objetividad**, porque se establecen criterios claros para la operación del sistema estableciendo reglamentos y procedimientos.

- ✧ **Transparencia**, porque se identifican los costos de producción, transmisión y distribución, en la formación del costo total del suministro
- ✧ **Equidad**, porque busca la asignación de costos y beneficios en igualdad de condiciones y en proporción a la participación.
- ✧ **Independencia**, porque se rige por las fuerzas del mercado.
- ✧ **Eficiencia**, porque se introduce la competencia optimizando el uso de los recursos.
- ✧ **Oportunidad**, para los consumidores porque pueden elegir libremente a sus proveedores y para los productores, porque pueden planificar sus inversiones en función de las señales del mercado.

3.1.3 Ley 57-07

En mayo del año 2007 el estado dominicano promulga la Ley 57-07 de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, cuyo objetivo es impulsar el desarrollo de las fuentes de energías renovables en la República Dominicana, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y cumplir con el compromiso de realizar acciones en la producción de energías renovables que reducen las emisiones de gases de efecto de invernadero, que contribuyen al calentamiento global del planeta en los convenios internacionales firmados y ratificados por el país, con son la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kyoto.

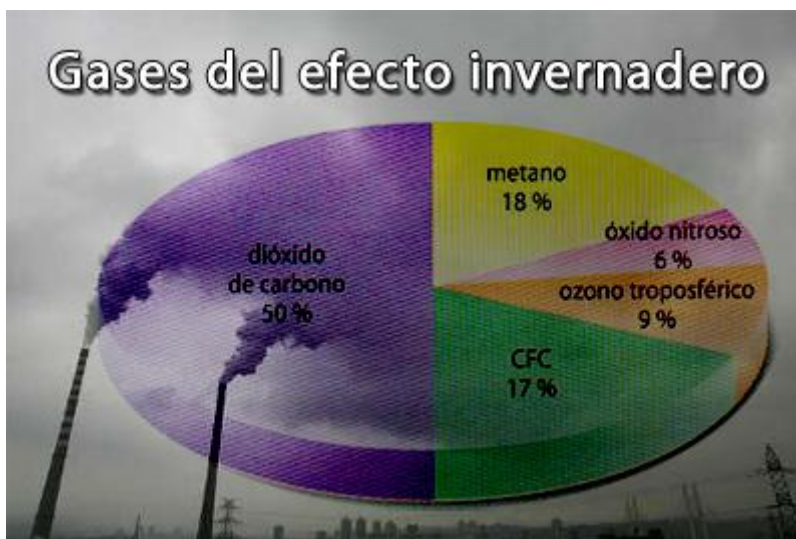


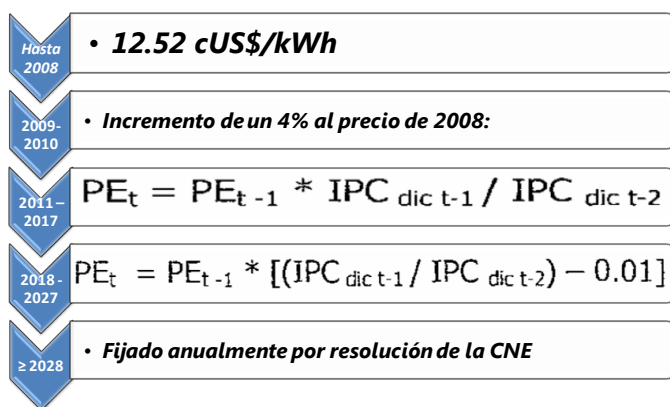
Figura 1 – Gases de Efecto Invernadero (Fuente: Google)

Dentro del ámbito de aplicación de la ley se incluyen:

- ✧ Instalaciones termo solares hasta 120 MW
- ✧ Parques eólicos hasta 50 MW
- ✧ Instalaciones fotovoltaicas
- ✧ Mini hidroeléctricas hasta 5 MW
- ✧ Energías oceánicas
- ✧ Biomasa hasta 80 MW
- ✧ Biocombustibles

Con el propósito de atraer inversionistas y fomentar la participación interna, la ley otorga los siguientes incentivos:

- a) Exención de Impuesto
 - ✧ 100% a equipos y maquinarias importados
 - ✧ Incluye equipos de transformación, Transmisión e Interconexión
- b) Exención de ITEBIS
 - ✧ 100% a equipos y maquinarias
- c) Exención de impuesto Sobre la Renta
 - ✧ 10 años al iniciar sus operaciones hasta 2020
 - ✧ Venta, Instalación de equipos fabricados localmente con margen de 35%
- d) Reducción de impuestos al financiamiento externo
 - ✧ Reducción a un 5% el pago de intereses por financiamiento externo establecido en el Artículo 306 del Código Tributario
- e) Precio a la generación Eólica



3.1.4 Normas Complementarias

Adicionalmente a las normas principales del sector existen normas complementarias que han sido aprobadas e implementadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), por la Superintendencia de electricidad (SIE) y por el Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI), para complementar y aplicar de forma efectiva las normas principales. Dentro de las normas complementarias están:

- ✧ El Código de Conexión
- ✧ El Manual de Operaciones del SENI
- ✧ El Procedimiento de Regulación de Frecuencia
- ✧ El Procedimiento de Calificación de Operadores del SENI
- ✧ El Plan de Contingencia para la Temporada Ciclónica
- ✧ El Procedimiento de habilitación del Sistema de Medición Comercial (SMC)
- ✧ El Procedimiento de Declaración y Auditoria de Costos Variables de Producción
- ✧ El Procedimiento de Regulación de Tensión y Compensación Reactiva
- ✧ Reglamento de Medición Neta (NETMETERING)
- ✧ Reglamento para la Interconexión de la Generación Distribuida

3.1.5 Estructura Institucional

3.1.5.1 Comisión Nacional de Energía

El artículo 7 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 promulgada por el Congreso Nacional Dominicano crea la Comisión Nacional de Energía con las siguientes funciones y atribuciones:

- a) Analizar el funcionamiento del sector energía y todas sus fuentes de producción y elaborar, coordinar y proponer al Poder Ejecutivo las modificaciones necesarias a las leyes, decretos y normas vigentes sobre la materia;
- b) Proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general;
- c) Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación con el subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento;
- d) Informar, al Poder Ejecutivo en los casos que determine el reglamento, las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones, en relación con el sector, que se otorguen o celebren en cumplimiento de las leyes y sus reglamentos. Los interesados cuyas solicitudes de concesión, permiso o autorización fueren rechazadas o no, consideradas por los funcionarios encargados de tramitarlas o concederlas, podrán recurrir ante La Comisión a fin de que ésta, si lo estima conveniente, eleve los expedientes al Poder Ejecutivo para su resolución definitiva;
- e) Velar por el buen funcionamiento del mercado en el sector energía y evitar prácticas monopólicas en las empresas del sector que operan en régimen de competencia;
- f) Promover el uso racional de la energía;
- g) Requerir de la Superintendencia de Electricidad, de los servicios públicos y entidades en que el Estado tenga aportes de capital, participación o representación los antecedentes y la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones, quedando los funcionarios que dispongan de esos antecedentes e informaciones obligados a proporcionarlos en el más breve plazo. El incumplimiento de esa obligación podrá ser sancionado, en caso de negligencia, de conformidad a las normativas vigentes;

- h) Requerir de las empresas del sector y de sus organismos operativos, los antecedentes técnicos y económicos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, los que estarán obligados a entregar las informaciones solicitadas;
- i) Cumplir las demás funciones que las leyes y el Poder Ejecutivo le encomienden, concernientes a la buena marcha y desarrollo del sector;
- j) Someter anualmente al Poder Ejecutivo, y al Congreso Nacional un informe pormenorizado sobre las actuaciones del sector energético, incluyendo la evaluación del plan de expansión, de conformidad con la presente ley y de sus reglamentos.

La comisión estará presidida por el Secretario de Estado de Industria y Comercio e integrada por el Secretario Técnico de la Presidencia, el Secretario de Estado de Finanzas, el Secretario de Estado de Agricultura, el Secretario de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, el Gobernador del Banco Central y Director del Instituto Dominicano de Telecomunicaciones (INDOTEL).

3.1.5.2 Superintendencia de Electricidad (SIE)

El ART. 8 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 crea la Superintendencia de Electricidad con las siguientes funciones y atribuciones:

- a) Elaborar, hacer cumplir y analizar sistemáticamente la estructura y niveles de precios de la electricidad y fijar, mediante resolución, las tarifas y peajes sujetos a regulación de acuerdo con las pautas y normas establecidas en la presente ley y su reglamento;
- b) Autorizar o no las modificaciones de los niveles tarifarios de la electricidad que soliciten las empresas, debidas a las fórmulas de indexación que haya determinado la Superintendencia de Electricidad;
- c) Fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como de las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. En particular, verificar el cumplimiento de la calidad y continuidad del suministro, la preservación del medio ambiente, la seguridad de las instalaciones y otras condiciones de eficiencia de los servicios que se presten a los usuarios, de acuerdo a las regulaciones establecidas;

- d) Supervisar el comportamiento del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas del subsector que operen en régimen de competencia e informar a La Comisión;
- e) Aplicar multas y penalizaciones en casos de incumplimiento de la ley, de sus reglamentos, normas y de sus instrucciones, en conformidad a lo establecido en el reglamento;
- f) Analizar y resolver mediante resolución, sobre las solicitudes de concesión provisional de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como de su caducidad o revocación;
- g) Analizar y tramitar las solicitudes de concesión definitivas para la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad y recomendar a la Comisión Nacional de Energía, mediante informe, las decisiones correspondientes, así como sobre la ocurrencia de causales de caducidad o de revocación de ellas;
- h) Informar a las instituciones pertinentes sobre los permisos que les sean solicitados;
- i) Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará;
- j) Requerir de las empresas eléctricas, de los autoprodutores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, los que estarán obligados a entregar oportunamente las informaciones solicitadas. Los funcionarios de la Superintendencia de Electricidad tendrán libre acceso a las informaciones solicitadas. Los funcionarios de la Superintendencia de Electricidad tendrán libre acceso a las centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión y distribución, sus talleres y dependencias, para realizar las funciones que les son propias, procurando no interferir el normal desenvolvimiento de sus actividades;
- k) Requerir de los concesionarios que no hayan cumplido alguna de las estipulaciones legales, reglamentarias y contractuales para que solucionen en el más corto plazo posible su incumplimiento sin perjuicio de amonestarlos, multarlos e incluso administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, en conformidad a lo establecido en el artículo 63;

- l) Resolver, oyendo a los afectados, los reclamos por, entre o en contra de particulares, consumidores, concesionarios y propietarios y operadores de instalaciones eléctricas que se refieran a situaciones objeto de su fiscalización;
- m) Proporcionar a La Comisión y a su director ejecutivo los antecedentes que le soliciten y que requiera para cumplir adecuadamente sus funciones;
- n) Autorizar todas las licencias para ejercer los servicios eléctricos locales así como fiscalizar su desempeño;
- ñ) Presidir el organismo coordinador con el derecho al voto de desempate;
- o) Supervisar el funcionamiento del organismo coordinador;
- p) Las demás funciones que le encomienden las leyes, reglamentos y La Comisión;

3.1.5.3 Organismo Coordinador del SENI (OC-SENI)

El ART. 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 ordena a las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como a los autoprodutores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del sistema, constituir e integrar el Organismo Coordinador, con la finalidad de realizar la función de planificación y coordinación de la operación de las unidades generadoras y líneas de transmisión del sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a mínimo costo económico.

Otras de las principales funciones del Organismo Coordinador son:

- a) Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del Sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico;
- b) Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema;
- c) Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación;
- d) Facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión;

- e) Entregar a La Superintendencia las informaciones que ésta le solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el sistema interconectado;
- f) Cooperar con La Comisión y La Superintendencia en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad;

3.1.5.4 Centro de Control de Energía (CCE)

El Centro de Control de Energía (CCE) es una dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), según establece el artículo 2 de la Ley 125-01. Además el artículo 1 del Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01 establece que el CCE está encargado de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), siguiendo las directrices del Organismo Coordinador, que incluye las tareas de ejecución de la programación de corto plazo, la supervisión y control del suministro de electricidad, en resguardo de la calidad del servicio y la seguridad del sistema; la coordinación de la operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas de operación actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la normativa.

3.1.5.5 Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

La Corporación Dominicana de empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) es una institución creada por la Ley 125-01 para remplazar la antigua Corporación Dominicana de Electricidad (CDE).

El artículo 138 crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) y le asigna las funciones de liderar y coordinar las empresas eléctricas estatales, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y sub-urbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

Según el Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01, la CDEEE es un Agente del Mercado Eléctrico Mayorista mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores independientes de energía (IPPs). Además es la representante del estado dominicano en la firma de los contratos de energía Power Purchase Agreement (PPA) con las empresas generadoras o de energía renovable.

3.1.6 Sistema de Transmisión

EL Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana (SENI) está formado por una red de transmisión eminentemente radial, con un enlace principal de 345 kV que une la región norte con la región de Santo Domingo y con enlaces radiales de 138 kV que conectan la zona norte, sur y este con la zona Santo Domingo, estos a su vez se conectan a la red de 345 kV mediante las subestaciones Julio Sauri en Santo Domingo y El Naranjo en Santiago con transformadores de enlace 345/138 kV. Además existen enlaces de 69 kV que conectan las subestaciones principales de distribución con la red de 138 kV mediante subestaciones con transformadores de enlace 138/69 Kv. En el siguiente diagrama unifilar se puede apreciar la configuración del SENI.

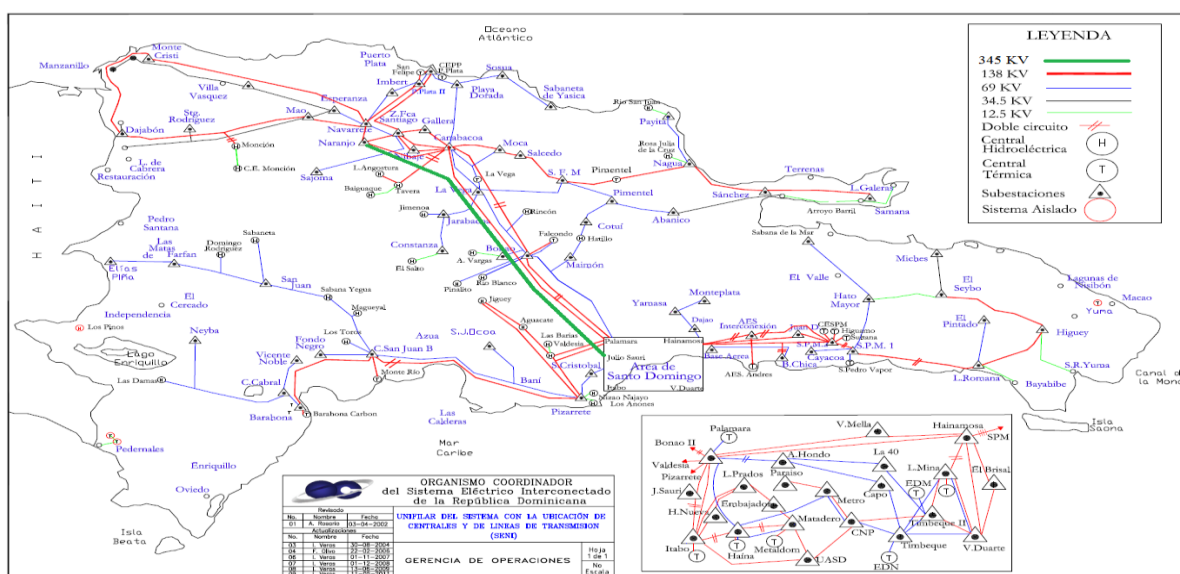


Figura 2 - Diagrama Unifilar del SENI (Fuente: OC-SENI)

El promedio de las pérdidas de la red de transmisión de los últimos diez años es del orden de 2.51%. Las restricciones principales que se presentan en la red de transporte, corresponden a limitaciones del sistema para garantizar el criterio de seguridad N-1, a la entrada de unidades forzadas para soporte de reactivos y por niveles de tensión y a limitaciones en la capacidad máxima de transporte por las líneas.

En el año 2010 se produjeron 155 eventos de gran relevancia, tales como, desacoples zonales, salida de generación a gran escala, desacople de enlaces a 138 kV de alto riesgo, los cuales dado el carácter radial del SENI afectaron diferentes zonas del país, provocando interrupciones en el servicio a los usuarios.

3.1.7 Sistema de Generación

El sistema de generación de la República Dominicana está formado por 17 empresas generadoras con diferentes tipos de tecnologías, creando una matriz diversificada en el parque de generación del SENI.

El parque de generación cuenta con 60 centrales eléctricas que operan para el mercado eléctrico y suman una capacidad total de 3,256 MW. Este grupo se compone de 27 centrales hidroeléctricas con un total de 603 MW, de 33 centrales termoeléctricas con un total de 2,619 MW y de una central eólica de 33 MW, con una proyección de incrementar su capacidad en los próximos meses hasta 100 MW. Entre las centrales termoeléctricas, 6 operan con gas natural y alcanzan un total de 725 MW.

3.1.7.1 Capacidad Instalada SENI

En la figura 3 se muestra la capacidad instalada en el SENI por tecnología, en la cual se observa que la tecnología de ciclo combinado es la de mayor relevancia en el sistema. En la figura 4 se presenta la capacidad instalada por tipo de combustible destacándose el bunker C (Fuel Oil No. 6) como la más representativa. En la figura 5 se muestra la capacidad instalada por tipo de combustible, pero considerando su capacidad en MW.

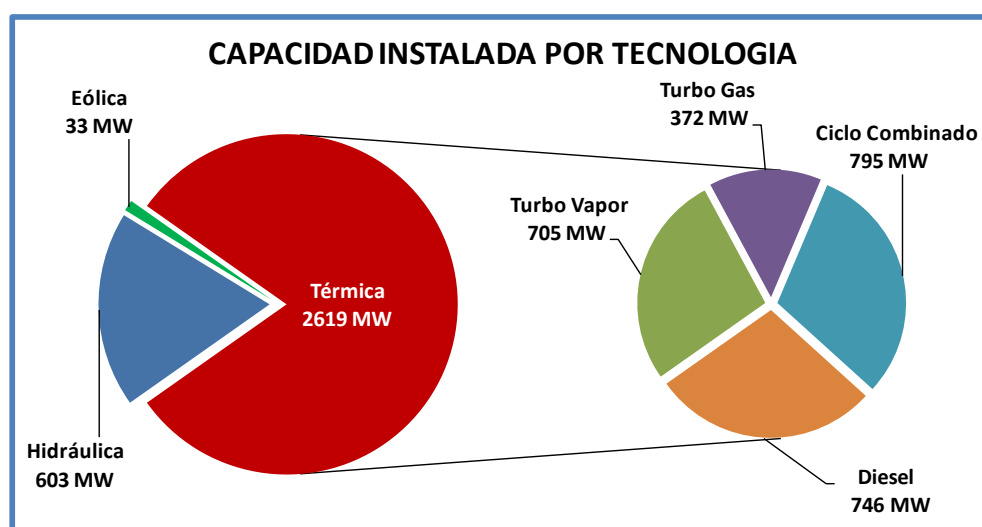


Figura 3 – Capacidad Instalada por Tecnología (Fuente: Elaboración propia)

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

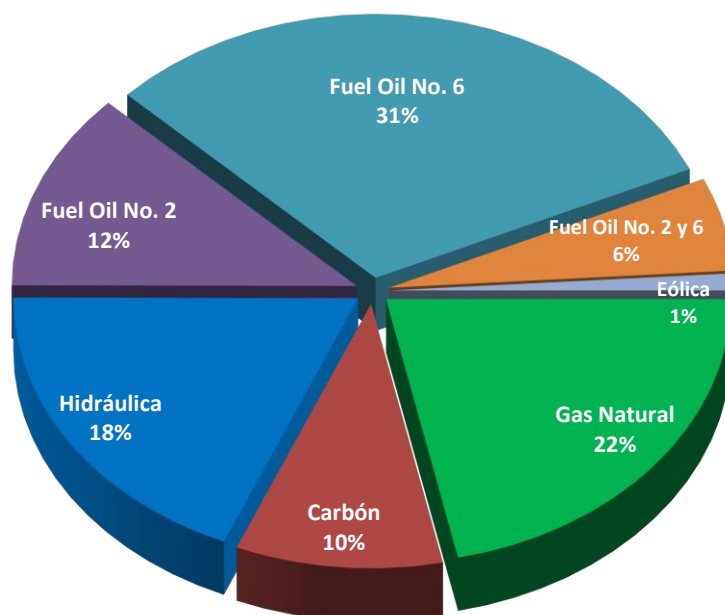


Figura 4– Capacidad Instalada por tipo de Combustible (Fuente: Elaboración propia)

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE COMBUSTIBLE

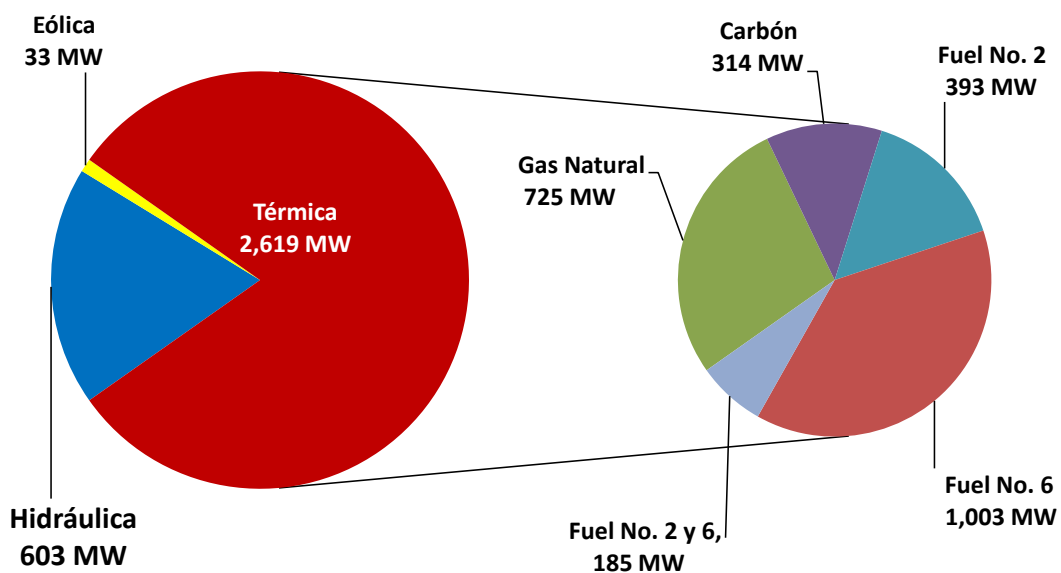


Figura 5– Capacidad Instalada por tipo de combustible (Fuente: Elaboración propia)

3.1.7.2 Energía Generada en el SENI

En el año 2011 se abasteció un total de 13,769 GWh de energía, correspondiendo al mes de octubre el de mayor demanda abastecida con un total de 1,167.3 GWh, la demanda máxima horaria ocurrió en el periodo 24 del día 07 de septiembre del 2011, con 1.93 GWh. La energía total entregada al SENI en el año 2011 aumentó en un 12.2% equivalente a 1498 GWh en relación al año 2010. En la figura 6 se muestra la energía generada del SENI por empresa para el 2011, en la figura 7 se presenta los porcentajes de la energía generada por empresa y en la figura 8 se hace una comparación de la energía mensual generada para los años 2010 y 2011.

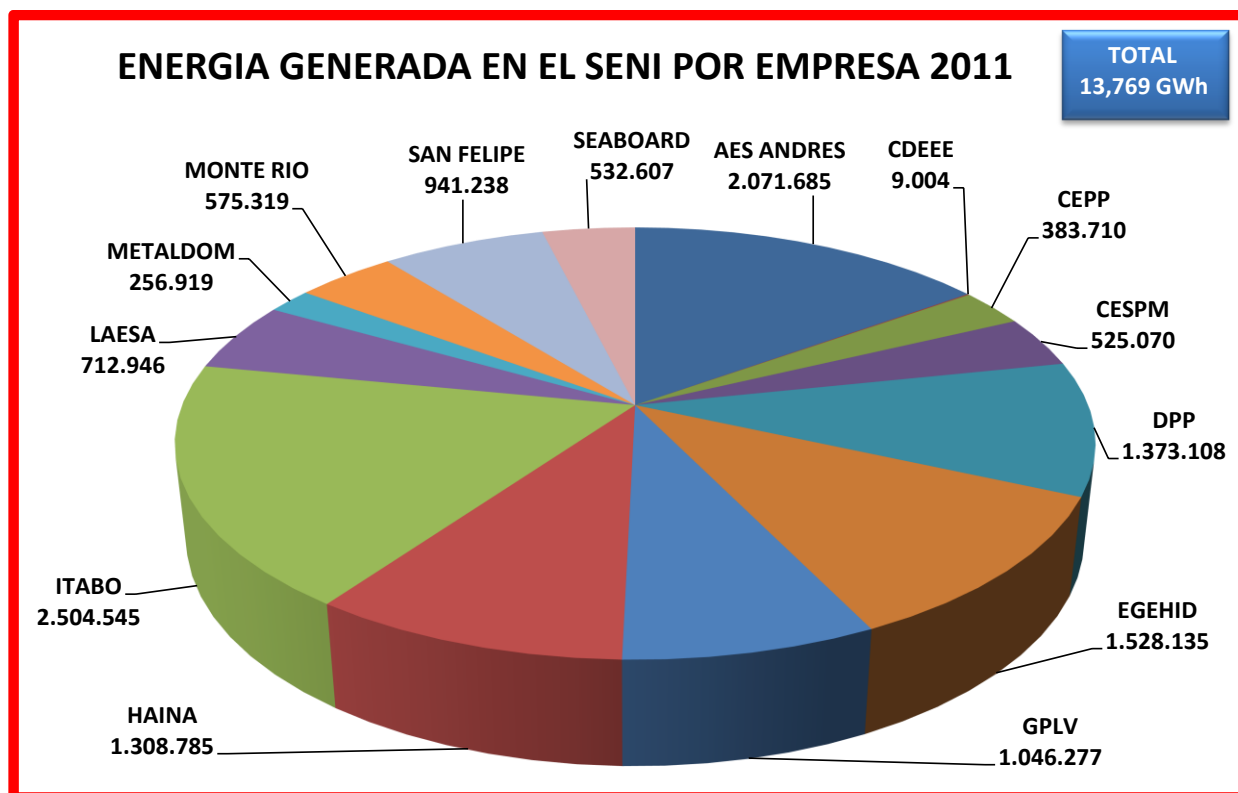


Figura 6– Energía generada del SENI 2011 (Fuente: Elaboración propia)

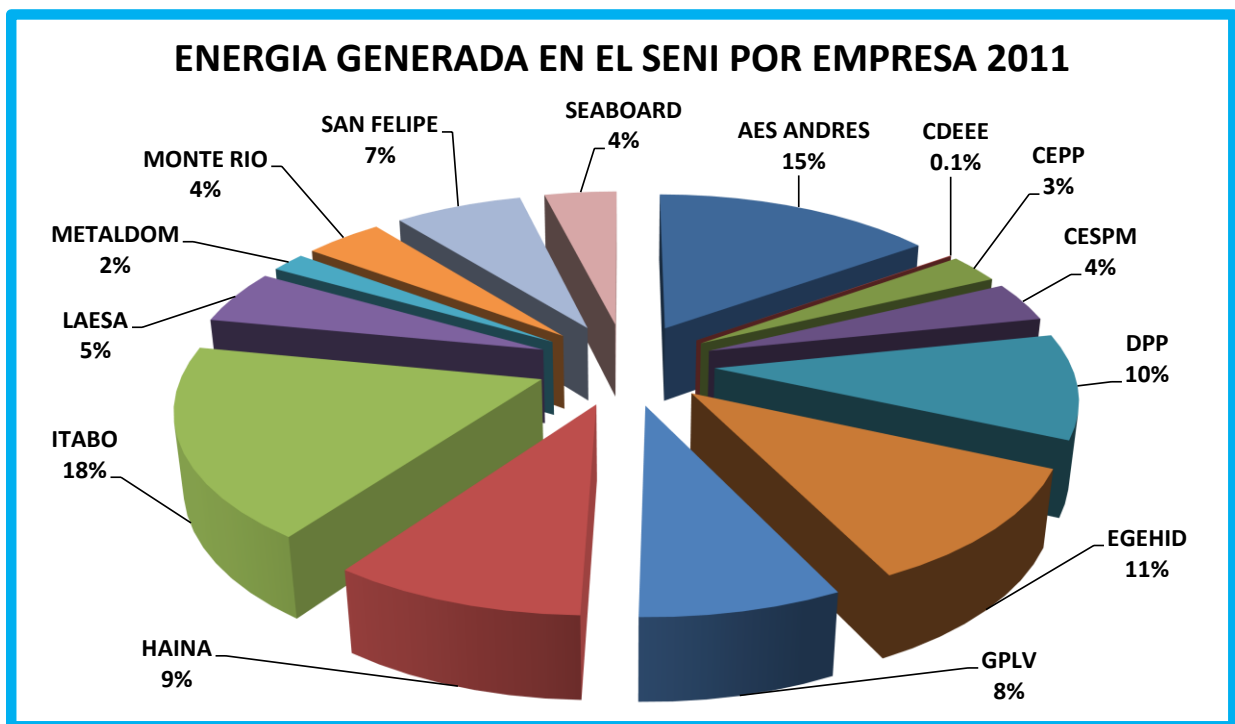


Figura 7 – Porcentaje de la energía Generada del SENI 2011 (Fuente: Elaboración propia)

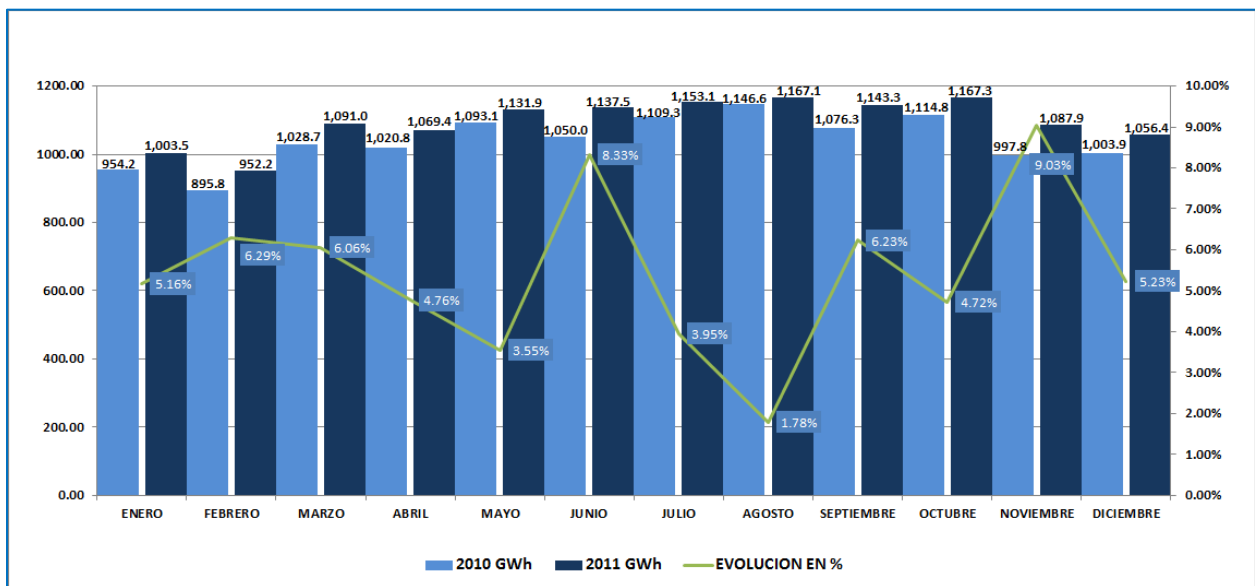


Figura 8 - Comportamiento de la energía generada años 2010 – 2011 (Fuente: OC-SENI)

3.1.7.3 Mercado Spot

El mercado Spot o de oportunidad es considerado un mercado de diferencias, en el cual el Operador del mercado OC-SENI determina hora a hora las transacciones correspondientes a la diferencia entre las obligaciones de compra y/o atención de la demanda, en caso de los distribuidores y de venta y/o de entrega de energía en el caso de los generadores, valorados al precio de mercado o Precio Spot.

A partir de las declaraciones de costos y disponibilidad que presentan los generadores, se realiza un despacho económico de energía, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda total, obteniéndose como resultado los Factores de Nodo de Energía y la Lista de Merito de despacho, con la cual se realiza el despacho en tiempo real.

El Costo Marginal de Corto Plazo de Energía se calcula durante la operación real y corresponde al mayor Costo Variable de Producción, referido a la Barra de Referencia, de las máquinas termoeléctricas despachadas en la hora respectiva que estén vinculadas a la Barra de Referencia del sistema y que cuenten con Potencia Disponible para abastecer una unidad adicional de energía activa en la hora respectiva.

El mayor valor de Costo Variable de Producción, referido a la barra de referencia, de la planta de generación despachada, corresponde al Costo Variable de Despacho (costo variable de producción / factor de nodo) en la hora respectiva.

La liquidación de la energía en el mercado Spot, negociada por los agentes generadores y comercializadores es realizada por el Administrador del Mercado OC-SENI, estimando las cantidades transadas en el mercado Spot a partir de las diferencias resultantes entre las cantidades negociadas en contratos y aquellas generadas o demandadas físicamente, según se trate de generadores o distribuidores, valoradas al precio de Spot horario.

Para analizar el proceso de formación del Precio Spot en el Mercado de energía mayorista, es importante considerar la evolución de algunas variables que pueden incidir en su comportamiento, entre las que se destacan: la disponibilidad de generación y sus costos declarados, los factores de nodo de energía, los precios de los contratos, la demanda, la evolución de los embalses, los aportes hídricos, las variables climáticas y los precios de los combustibles, entre otros aspectos.

3.1.7.4 Mercado de Contratos

La actividad de generación está basada principalmente en contratos de largo plazo pactados libremente entre generadores y clientes, que especifican el volumen, el precio y las condiciones para la venta y entrega de energía y potencia.

La ley establece en su artículo 110 que las ventas de electricidad en contratos de largo plazo, de una entidad generadora a una distribuidora se efectuarán a los precios resultantes de procedimientos competitivos de licitación pública y específica que para garantizar que los precios de generación representen valores razonables en el mercado eléctrico, las ventas de electricidad por contratos no podrá ser mayor de ochenta por ciento (80%) de la demanda del sistema eléctrico interconectado, garantizando que el mercado Spot represente en el balance anual de energía y potencia eléctrica suministradas, como mínimo, un veinte por ciento (20%) de la totalidad del consumo nacional del sistema interconectado.

Existen dos tipos de clientes o usuarios, Regulados y No regulados, de estos solo los Usuarios No Regulados (UNR) pueden realizar contratos de compra y venta de energía con las empresas generadoras. Los clientes Regulados mantienen contratos con las empresas distribuidoras a precios regulados por la Superintendencia de Electricidad (SIE).

Los Usuarios No Regulados son consumidores cuya potencia conectada es superior a 0.2 MW, por lo general de tipo industrial o comercial. Estos clientes no están sujetos a regulación de precios, y por lo tanto las empresas generadoras y distribuidoras pueden negociar libremente con ellos los valores y condiciones del suministro eléctrico.

Los clientes Regulados, por su parte, son consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 0.2 MW. Estos clientes reciben suministro desde las empresas distribuidoras, las cuales deben desarrollar licitaciones públicas para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica que les permitan satisfacer su consumo.

3.1.8 Sistema de Distribución

El sistema de distribución de la República Dominicana está formado por las subestaciones de transformación de 69 kV y 34.5 kV en alta tensión y por redes de distribución de 12.47 kV y 4.160 kV en baja tensión. El servicio de distribución y comercialización de la energía en República Dominicana provisto por tres empresas de distribución: EDESUR, EDEESTE y EDENORTE. Las mismas fueron creadas en el proceso de capitalización del sector eléctrico dominicano. En la tabla 2 se muestra la evolución de los clientes que sirve la empresa EDESUR en los años 2009 al 2011 y su evolución para los años 2012 al 2014. EDESUR presta el servicio de comercialización a todos los consumidores regulados que pertenecen a su área de concesión.

CLIENTES EDESUR	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Totales	383,285	399,968	416,390	432,877	449,423	466,013
Residencial BT	347,938	364,171	380,158	396,216	412,337	428,509
Público no AP BT	2,409	2,414	2,419	2,424	2,429	2,434
Sector Público AP	710	710	710	710	710	710
Otros BT	28,490	28,893	29,283	29,667	30,048	30,422
Sector Público MT	867	869	871	872	874	876
Otros MT	2,871	2,911	2,950	2,988	3,026	3,063
Total BT	379,547	396,188	412,570	429,017	445,523	462,075
Total MT	3,738	3,780	3,820	3,860	3,900	3,938

Tabla 2. Evolución de los clientes de EDESUR (Fuente EDESUR)

En la tabla 3 se muestra la evolución de los clientes que sirve la empresa EDENORTE en los años 2009 al 2011 y el número de consumidores esperados para los años 2012 al 2014. La empresa distribuidora de electricidad del Norte presta el servicio de comercialización a los usuarios regulados dentro de su área de concesión.

CLIENTES EDENORTE	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Totales	614.575	638.097	660.886	683.476	705.856	728.004
Residencial BT	570.635	593.573	615.797	637.830	659.658	681.262
Público no AP BT	2.631	2.636	2.641	2.647	2.652	2.657
Sector Público AP	688	688	688	688	688	688
Otros BT	38.246	38.796	39.329	39.855	40.376	40.889
Sector Público MT	471	472	473	474	475	476
Otros MT	1.904	1.931	1.956	1.982	2.007	2.031
Total BT	612.200	635.693	658.456	681.02	703.374	725.497
Total MT	2.376	2.403	2.430	2.456	2.482	2.507

Tabla 3. Evolución de los clientes de EDENORTE (Fuente EDENORTE)

En la tabla 4 se muestra la evolución de los clientes que sirve la empresa EDEESTE en los años 2009 al 2011 y el número de consumidores esperados para los años 2012 al 2014. La empresa distribuidora de electricidad del Este presta el servicio de comercialización a los clientes regulados dentro de su área de concesión.

CLIENTES EDEESTE	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Totales	344.866	356.409	367.563	378.620	389.585	400.452
Residencial BT	299.341	310.293	320.874	331.368	341.775	352.094
Público no AP BT	1.620	1.623	1.627	1.630	1.633	1.637
Sector Público AP	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087
Otros BT	40.741	41.309	41.858	42.399	42.934	43.460
Sector Público MT	715	716	718	719	721	722
Otros MT	1.362	1.381	1.400	1.418	1.436	1.453
Total BT	342.789	354.312	365.446	376.483	387.428	398.277
Total MT	2.077	2.097	2.117	2.137	2.156	2.175

Tabla 4. Evolución de los clientes de EDEESTE (Fuente EDEESTE)

Inicialmente las empresas distribuidoras EDESUR y EDENORTE pertenecieron a la empresa Unión Fenosa Internacional y la empresa distribuidora EDEESTE pertenecía a la empresa AES Corporation. En septiembre del 2003 el Estado Dominicano compra las acciones de Unión FENOSA en las empresas distribuidoras EDESUR y EDENORTE y en el año 2009 el estado compra las acciones de EDEESTE.

En la siguiente tabla observamos las características del tamaño de cada una de las distribuidoras con relación al número de clientes:

EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	NUMERO DE CLIENTES	% POR CLIENTES	AREA DE CONCESION EN km2	% POR AREA
EDESUR	399,968.00	29%	16,475.00	35%
EDENORTE	638,097.00	46%	19,060.00	41%
EDEESTE	356,409.00	26%	11,485.00	24%
TOTALES	1,394,474.00	100%	47,020.00	100%

Tabla 5. Tamaño de las empresas distribuidoras (Fuente: Elaboración propia)

3.1.8.1 DEMANDA DEL SENI

La demanda del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) que atienden las empresas distribuidoras se ha visto afectada por la falta de pago de los usuarios del servicio, lo que ha provocado que dichas empresas reduzcan el total de su demanda real, mediante un procedimiento conocido como gestión de demanda, el cual asigna prioridad de servicio por el nivel de cobro en cada circuito de distribución.

En la figura 9 se muestra para el año 2011, la evolución de la disponibilidad total, de la demanda abastecida del SENI y de la demanda no abastecida (promedio 400 MW). En

la figura 10 se presenta una proyección de la demanda de energía y de la demanda de potencia máxima para los años 2012 y 2013.

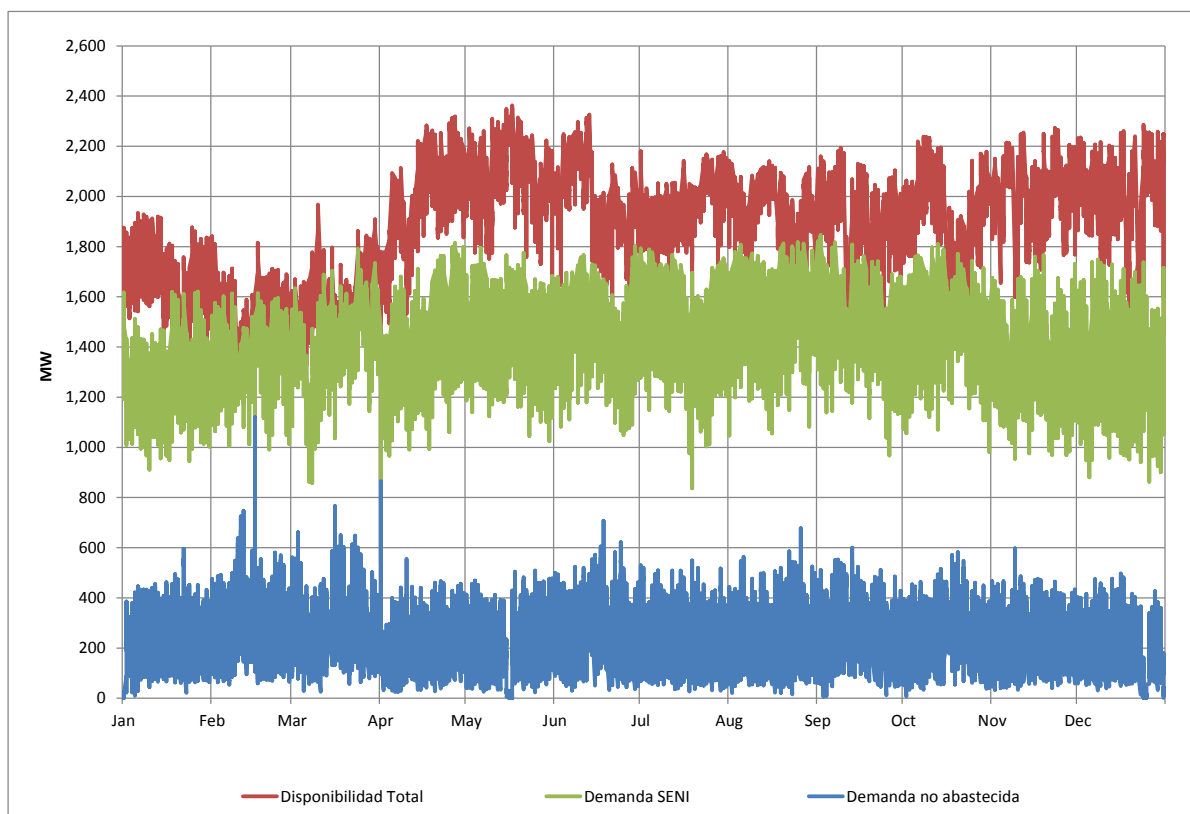


Figura 9 – Demanda esperada del SENI para los próximos 12 meses (Fuente: OC-SENI)

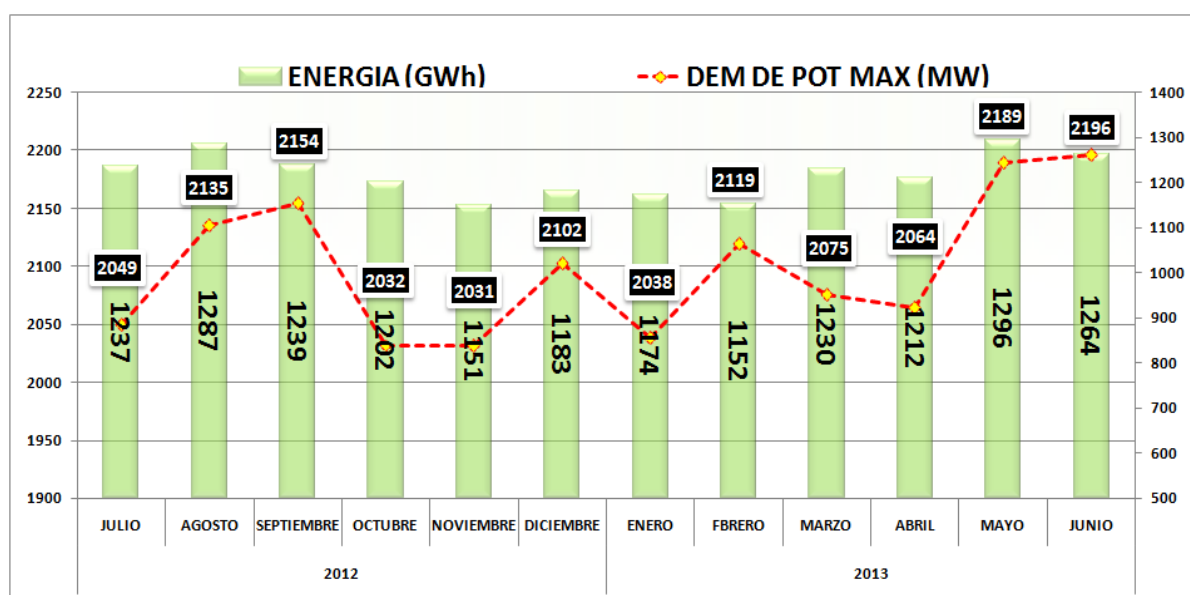


Figura 10 – Demanda esperada del SENI para los próximos 12 meses (Fuente: Elaboración propia)

3.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico dominicano está compuesto por las actividades de generación, transmisión distribución y comercialización, las cuales son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados que poseen hasta el 50% de la inversión, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas. Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 17 empresas generadoras, 1 empresa transmisora y 3 empresas distribuidoras.

El rol del estado se reorientó a las funciones de planificación y regulación, lo que dio lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía encargada de trazar las políticas energéticas, la Superintendencia de Electricidad como regulador del subsector eléctrico, el Organismo Coordinador entidad autónoma encargada de planificar la operación del sistema eléctrico y calcular las transacciones comerciales y el Centro Control de Energía que opera en tiempo real el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

3.2.1 Programación de la Operación del SENI

La planificación de la operación del SENI es realizada por el Organismo Coordinador y comprenderá las siguientes programaciones según el artículo 176 del Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01:

- a) Programación del Mantenimiento Mayor.
- b) Programación de largo plazo.
- c) Programación de mediano plazo.
- d) Programación de corto plazo.

La programación de la operación de corto, mediano y largo plazo se determinará con estudios de planificación de la operación, que garanticen una operación confiable y de mínimo costo económico, que lleve a minimizar los costos de operación para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones y de los contratos de suministro.

3.2.2 Operación en Tiempo Real

La Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), la realiza el Centro de Control de Energía (CCE), bajo la coordinación del OC, siguiendo las políticas de operación e instrucciones contenidas en los Programas Diario, Semanal y de Mediano y Largo Plazo y también en documentos especiales que emita el OC.

Las actividades a ser ejecutadas por el CCE son las siguientes:

- a) Ordenar las configuraciones del Sistema de Transmisión requeridas para el despacho de las unidades generadoras y el abastecimiento de la demanda, de acuerdo a la Programación Diaria y a las políticas de operación establecidas por el OC.
- b) Comunicar al OC los hechos relevantes del SENI que requieran un ajuste al Programa Diario de Operación.
- c) Despachar las unidades generadoras y la operación del Sistema de Transmisión, de acuerdo a las instrucciones impartidas en el Programa Diario de Operación.
- d) Dirigir el restablecimiento del SENI luego de una contingencia.
- e) Entregar cada día al OC, a los Agentes del MEM y a la SIE, antes de las 10:00 horas, un informe para las veinticuatro (24) horas del día anterior con el despacho ejecutado y con los hechos relevantes que hayan sucedido, tales como: energía no suministrada, con detalle horario; indisponibilidades de equipos, indicando aquellas que causaron cortes en el suministro; variaciones relevantes de la frecuencia y/o de la tensión; sobrecargas de equipos y medidas adoptadas; órdenes impartidas que no fueron ejecutadas en tiempo y forma por parte de cualquier Agente del MEM; horas de ordenes de arranque y parada, y horas de ingreso y salida de unidades; horas de ordenes de conexión y desconexión de equipos de transmisión, y horas de conexión y desconexión reales.

3.2.2.1 Procesos de la Operación en Tiempo Real

a) Reprogramación de la Operación

El CCE debe solicitar al OC reformular el Programa Diario de Operación cuando se produzcan salidas de equipos debido a Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor, cuando los caudales de los ríos que alimentan centrales de pasada varían y la producción de

energía de tales centrales difiere significativamente con relación a lo previsto en el Programa Diario de Operación, y/o cuando la demanda real difiere significativamente de la prevista en el mismo Programa. Además el OC realiza una reprogramación para las horas restantes del día en los casos en que ocurren eventos relevantes o cambio importante en la operación del SENI que tendrían una duración de más de ocho (8) horas.

b) Análisis Eléctrico

El Organismo Coordinador realiza para cada programación y durante la supervisión de la operación en tiempo real el análisis eléctrico del sistema, para comprobar la existencia de problemas de sobrecarga en líneas, equipos del sistema o de bajos niveles de voltajes en algunas áreas del SENI. Este análisis se realiza con el programa de análisis de sistemas de potencia DlgSILENT, cuyo objetivo principal es permitir una optimización del planeamiento y operación del SENI.

Los resultados del análisis eléctrico permiten al Operador del sistema tomar decisiones para corregir los problemas de flujo, de bajas tensiones o garantizar el cumplimiento del criterio de seguridad N-1 y que pueden cambiar el orden normal de la lista de mérito o de entrada de unidades. Dentro de los resultados que se obtienen del análisis eléctrico se encuentran:

- a) Los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y transformadores
- b) Las tensiones en las barras del sistema
- c) El estado de los FlowGates
- d) Influencia sobre el sistema ante la pérdida de un generador o una línea de transmisión

3.2.2.2 Análisis de Falla

Cada vez que ocurre una falla en el SENI, los Agentes involucrados deben enviar al Organismo Coordinador, las actuaciones de las protecciones de los equipos que actuaron durante la falla. Si es una falla que afecta las condiciones de seguridad, confiabilidad o calidad del servicio, lo OC podría convocar al Comité de Análisis de Falla, el cual está conformado por técnicos representantes de las empresas eléctricas del SENI, para realizar el análisis de falla correspondiente, utilizando el procedimiento de análisis de falla definido por el OC.

3.2.3 Transacciones Económicas

Las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Dominicano son realizadas mensualmente por el Organismo Coordinador y comprenden:

- ✧ El cálculo de los Costos Marginales de Energía
- ✧ Las Transacciones Económicas de Energía
- ✧ Las Transacciones Económicas de Potencia de Punta
- ✧ Las Transferencias de Derecho de Conexión
- ✧ La Compensación por Servicios Auxiliares
- ✧ Otras Compensaciones

Mensualmente el OC-SENI calcula las transacciones económicas de energía, valorizando las inyecciones y los retiros de energía y potencia para cada nodo del sistema. La valorización se realiza multiplicando el costo marginal de la barra de referencia por el factor de nodo (factor de pérdida) de la barra donde se calcula la transacción. En la figura 11 se presenta la evolución de las transacciones económicas del mercado Spot, en la cual se observa que la misma no sigue un patrón de crecimiento normal, debido a la gestión (cortes) de demanda que realizan las empresas distribuidoras.

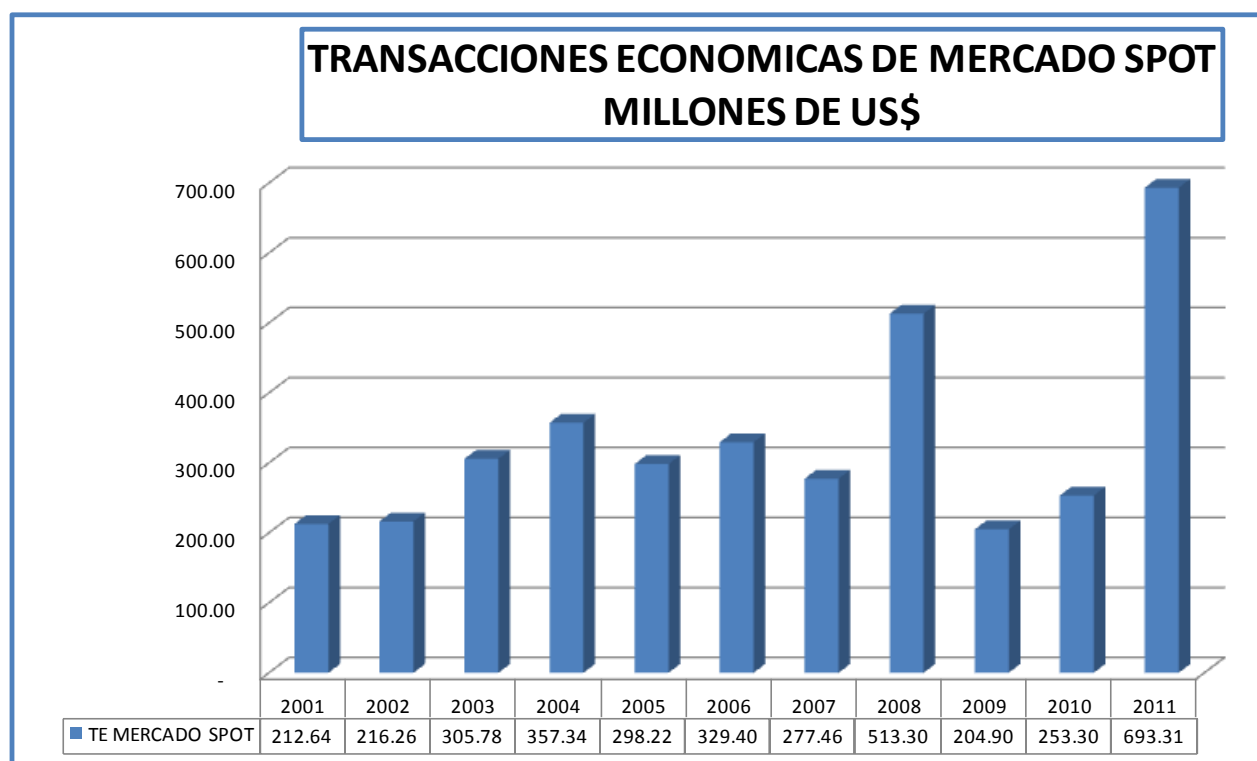


Figura 11 – Evolución de las Transacciones Económicas (Fuente: Elaboración propia)

3.2.4 Indicadores de Desempeño

Uno de los indicadores de desempeño más importantes es la calidad de frecuencia del SENI, la cual para el año 2011 estuvo en promedio el 91.8% del tiempo en el rango de 59.75 Hz a 60.25 Hz y el 71.4% del tiempo en el rango de 59.85 Hz a 60.15 Hz, como muestra la tabla 6. En relación al año 2010 la calidad de la frecuencia tuvo una disminución en el porcentaje de los tiempos permitidos por la normativa, siendo de un 9.3% en el rango ± 0.15 Hz, y de un 4.5% en el rango ± 0.25 . En la tabla 7 se observa que el desempeño de la calidad de la frecuencia estuvo 27.6% por fuera de la meta fijada por el Reglamento Para la Aplicación de la Ley general de Electricidad -125-01.

Otro de los indicadores de desempeño es la calidad de la tensión promedio del SENI, la cual en el año 2011 se mantuvo el 98.4% del tiempo dentro del rango 0.95 a 1.05 p.u., para las barras de 345 kV, un 83.0% del tiempo para las barras a 138 kV y 92.6% del tiempo dentro del mismo rango para las barras a 69 kV, como se muestra en la tabla 8.

EVOLUCION COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA				
MES	AÑO 2010		AÑO 2011	
	RANGO [± 0.15 Hz]	RANGO [± 0.25 Hz]	RANGO [± 0.15 Hz]	RANGO [± 0.25 Hz]
ENERO	89.7%	98.9%	79.1%	95.7%
FEBRERO	81.7%	97.0%	77.4%	95.0%
MARZO	72.0%	95.3%	63.8%	88.0%
ABRIL	82.5%	96.7%	70.7%	91.0%
MAYO	85.0%	97.8%	69.4%	89.6%
JUNIO	81.5%	95.9%	67.3%	88.9%
JULIO	82.9%	97.1%	71.0%	92.0%
AGOSTO	80.5%	96.6%	64.8%	89.2%
SEPTIEMBRE	81.1%	95.5%	69.1%	90.7%
OCTUBRE	77.4%	95.4%	71.4%	92.7%
NOVIEMBRE	76.7%	94.6%	72.6%	92.9%
DICIEMBRE	76.9%	95.2%	79.9%	96.2%
AVERAGE	80.7%	96.3%	71.4%	91.8%

Tabla 6. Evolución mensual de la frecuencia 2010-2011 (Fuente: OC-SENI)

CALIDAD DE LA FRECUENCIA			
DURACION DE LA FRECUENCIA EN LOS RANGOS ESTABLECIDOS EN EL ART. 150 DEL RGLE			
FRECUENCIA		RANGO [± 0.15 Hz]	RANGO [± 0.25 Hz]
Promedio año 2011		71.4%	91.8%
Promedio año 2010		80.7%	96.3%
Indicador del año 2011		-27.6%	 -8.0%
Meta RLGE		99.0%	99.8%

Tabla 7. Calidad de la Frecuencia2011 (Fuente: OC-SENI)

CALIDAD DEL VOLTAJE				
PROMEDIO DE DURACION DENTRO DE LOS RANGOS ESTABLECIDOS EN EL ART. 149 RGLE				
NIVEL DE VOLTAJE		345 kV	138 kV	69 kV
Rango RGLE		[95% , 105%]	[95% , 105%]	[95% , 105%]
Promedio año 2011		98.4%	83.0%	92.6%
Indicador del año 2011		-1.6%	 -17.0%	 -7.4%
Meta RGLE		100%	100%	100%

Tabla 8. Calidad del Voltaje (Fuente: OC-SENI)

4. LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables o alternativas, se enmarcan dentro de una serie de fuentes energéticas, entre ellas la leña, la energía solar, la energía eólica, la hidráulica, la biomasa y la geotérmica, las cuales han sido utilizadas por el hombre desde mucho tiempo antes de nuestra época. El uso de este recurso se mantuvo durante muchos años hasta que fueron abandonadas durante la Revolución Industrial por el bajo precio del petróleo. Todas las energías renovables se derivan de manera directa o indirectamente de la energía solar, excepto la energía geotérmica.

Luego de la firma por los países desarrollados del Protocolo de Kioto en 1997, para minimizar los efectos provocados al medioambiente por el uso de los combustibles fósiles, por la evidente reducción de las reservas de dichos combustibles y por el incremento en su coste, se ha producido un auge en el uso de la energía renovable, las cuales son inagotables, limpias y se pueden utilizar de forma autogestionada. En la figura 12 se presenta las fuentes de energía renovables.

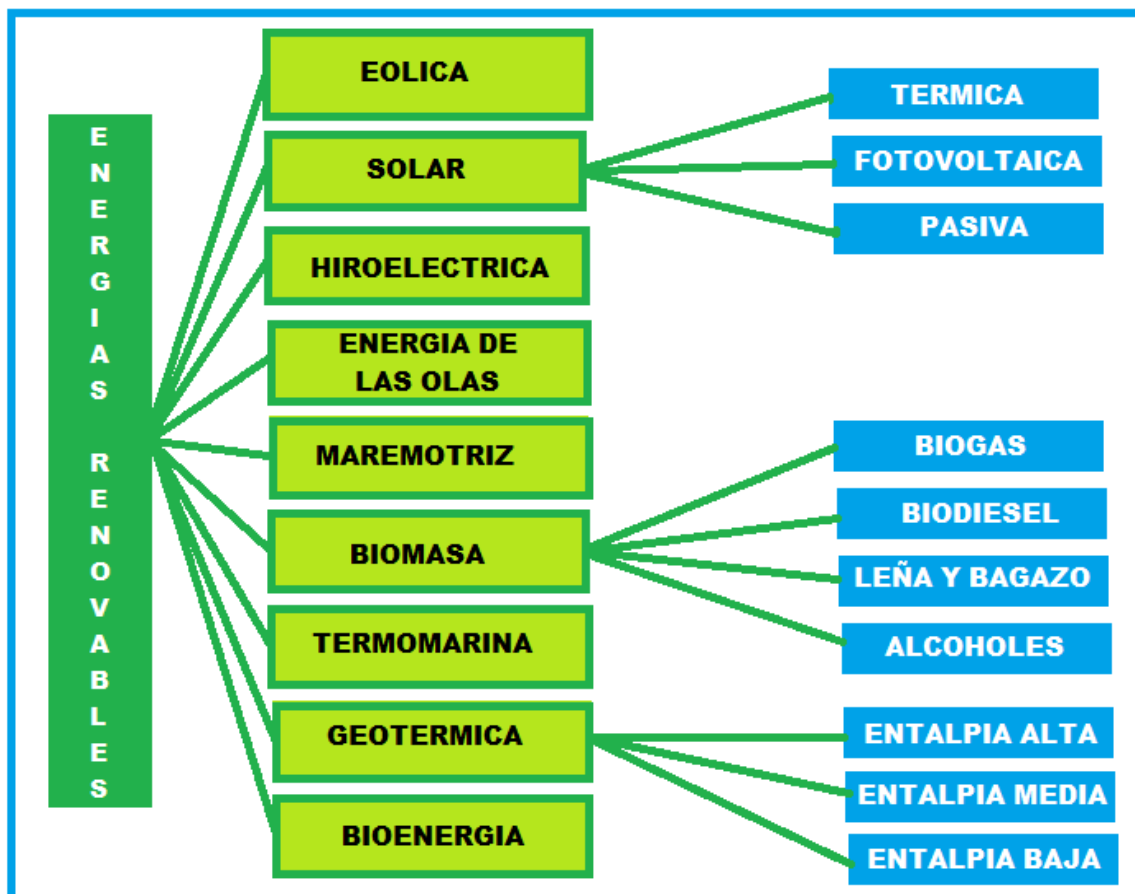


Figura 12 - Fuentes de Energía Renovable (Fuente: Elaboración propia)

4.1 Experiencia Internacional

El auge de las Energías Renovables en el mundo, está impactando de manera significativa en la matriz energética de todos los países y en especial aquellos que están en vías de desarrollo, como la República Dominicana. En ese contexto, la energía eólica, se ha convertido en la fuente de energía renovable de mayor crecimiento a nivel mundial en el 2011 con 240,000 MW de capacidad instalada, llegando a cuadruplicar la capacidad mundial instalada en el 2005 (59,024 MW). Unido a este avance y al desarrollo de nuevas tecnologías de aerogeneradores, se ha logrado una mayor aceptación de los proyectos de generación eólica en República Dominicana.

Producto de la crisis del petróleo y la concienciación general, en torno a la necesidad de preservar el medio ambiente, las energías renovables han tomado auge en muchos países. Las energías renovables representan una parte, cada vez mayor, del total de la energía suministrada en varios países y regiones. Entre los países con mayor producción de energía con fuentes renovables, se destacan:

- ✧ **Alemania.** Está entre los mayores usuarios de tecnologías en energías renovables, calefacción y transporte, manteniéndose a la cabeza en Europa y a la vanguardia a nivel mundial. En 2011, las energías renovables proporcionaron el 12,2% del consumo final de energía de Alemania, el 20% del consumo de electricidad frente al 11,6% en 2006, el 10,4% de la demanda de calefacción frente al 6,2%, y el 5,6% del combustible para transporte.
- ✧ **Estados Unidos.** Obtuvo un incremento significativo en el componente de la energía renovable de su matriz energética, la cual representó un estimado de un 39% de las adiciones de capacidad eléctrica nacional en 2011. La participación de la energía renovable no hidroeléctrica en la generación neta de electricidad de Estados Unidos aumentó del 3,7% en 2009 al 4,7% en 2011. En 2011 nueve estados generaron más del 10% de su electricidad con energías renovables no hidráulicas, frente a solo dos estados hace una década. Todas las energías renovables representaron alrededor del 11,8% de la producción de energía primaria de Estados Unidos en 2011.

- ✧ **China.** Finalizó el año 2011 con más capacidad de potencia renovable instalada que cualquier otra nación en el mundo, con un estimado de 282 GW, de las cuales una cuarta parte, 70 GW fue no hidráulicas. De los 90 GW de capacidad eléctrica recién instalada durante el año, las energías renovables representaron más de un tercio, y las energías renovables no hidráulicas fueron más de una quinta parte.
- ✧ **Otros Países.** Varios países y estados tuvieron en el 2011 una mayor participación de su demanda de electricidad con energía eólica que en el 2010, entre ellos Dinamarca, donde el viento proporciona casi el 26% de la demanda de electricidad, España con el 15,9% y Portugal con un 15,6%, además cuatro estados alemanes reunieron más del 46% de sus necesidades de electricidad con el viento, el estado de Australia del Sur generó un 20% de su demanda contra el viento, y los estados de EE.UU. de Dakota del Sur y Iowa produjeron el 22% y el 19% de su energía a partir del viento, respectivamente.

Los siete principales países con capacidad de generación de energía renovable no-hidroeléctrica, China, Estados Unidos, Alemania, España, Italia, India y Japón representaron aproximadamente el 70% de la capacidad total mundial. En los países de Latinoamérica y el Caribe la existencia de viento suficiente para producir energía eólica, constituye un elemento común que comparten la casi totalidad de los países.

Para el año 2011 la capacidad instalada de energía eólica en Latinoamérica y el Caribe fue de 3203 MW, destacándose Brasil con 1509 MW, México con 873 MW y Chile con 205 MW, como los países con mayor desarrollo. En la figura 13 se presenta la participación mundial estimada de la producción de electricidad con energía renovable en el 2011, en la cual se observa que el porcentaje de energía renovable es todavía pequeño en comparación con el porcentaje de los combustibles fósiles.

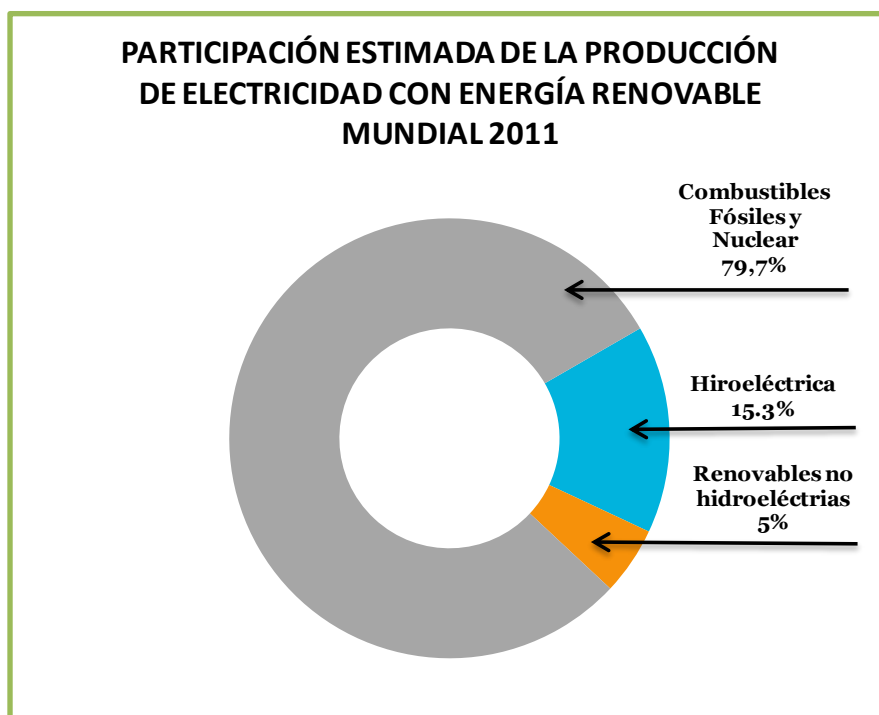


Figura 13 - Producción de Electricidad con Energía Renovable 2011 (Fuente: WWEA)

4.2 Desarrollo de la Energía Eólica en el Mundo

El avance que ha tenido las centrales de energía eólica la han convertido en la fuente de generación de mayor crecimiento de los sistemas de energía en muchos países y es reconocida como una fuente fiable y asequible para el abastecimiento de electricidad.

El informe de la energía eólica en el mundo para el 2011 publicado por la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) señala que:

- ✧ La capacidad eólica a nivel mundial alcanzó 237 016 megavatios, de los cuales se añadieron 40 053 MW en 2011, más que nunca antes.
- ✧ En total, 96 países y regiones se han identificado en todo el mundo para utilizar la energía eólica para la generación de electricidad.
- ✧ La energía eólica mostró una tasa de crecimiento del 20,3%, la tasa más baja en más de una década.
- ✧ Todas las turbinas eólicas instaladas a finales de 2011 en todo el mundo pueden ofrecer 500 teravatios-hora por año, alrededor de un 3% del consumo mundial de electricidad.
- ✧ El sector eólico en 2011 tuvo una facturación de 50 mil millones Euro / 65 mil millones de USD.

- ✧ Las tecnologías eólicas se han caracterizado por la madurez, la tendencia hacia generadores síncronos para cumplir con los códigos de red y aumentar la penetración eólica.

El desarrollo tecnológico que ha tenido la energía eólica ha permitido reducir considerablemente el costo del kilovatio eólico instalado desde unos 3500 euros en 1983 a 600 euros en 2012, lo que la convierte en una fuente de energía competitiva.

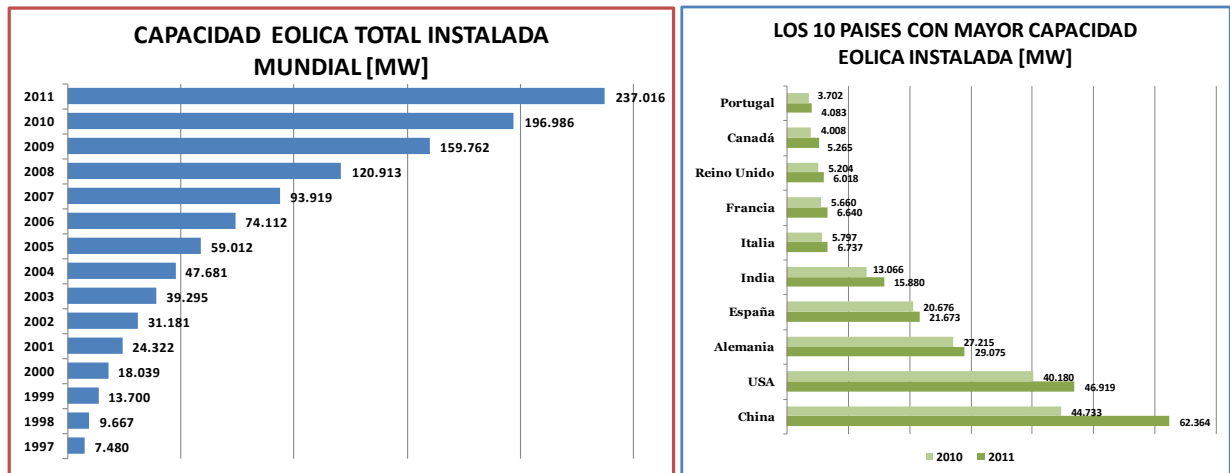


Figura 14 - Capacidad Eólica Instalada (Fuente: WWEA)

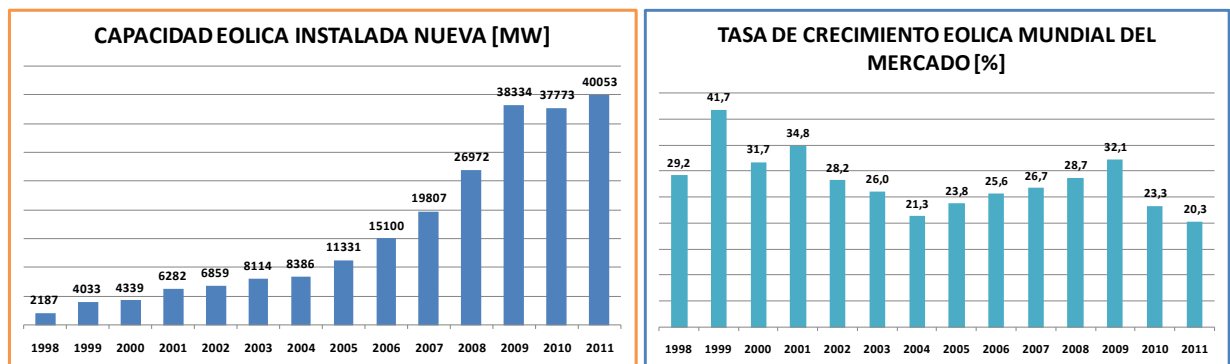


Figura 15 - Capacidad Eólica Nueva y Tasa de Crecimiento (Fuente: WWEA)

En la figura 14 se muestra que la capacidad instalada de energía eólica supera los 237,000 MW para el año 2011. Además se observa que China es el país con mayor capacidad instalada en el mundo con 62,364 MW, seguido de Estados Unidos con 46,919 MW, Alemania con 29,075 MW y España con 21,673 MW. En la figura 15 se muestra que el crecimiento de 20.3% de la energía eólica en el 2011 es el nivel más bajo registrado desde el 1998.

4.2.1 La Eólica en España

La energía eólica en España se ha constituido en la segunda fuente de capacidad instalada de generación de energía con 21,673 MW, superada solo por las centrales de Ciclo Combinado que tienen una capacidad de 27123 MW. En el año 2011 la tecnología eólica instaló 1,050 MW lo que representó un aumento de la capacidad instalada de 5.1%, el cual es el nivel de crecimiento más bajo registrado en toda la historia de la energía eólica en España. La capacidad instalada en el 2011 dejó por debajo el objetivo previsto por el gobierno de llegar a 22,119 MW. En la figura 16 se muestra la composición de la potencia renovable de Régimen Especial instalada en España.

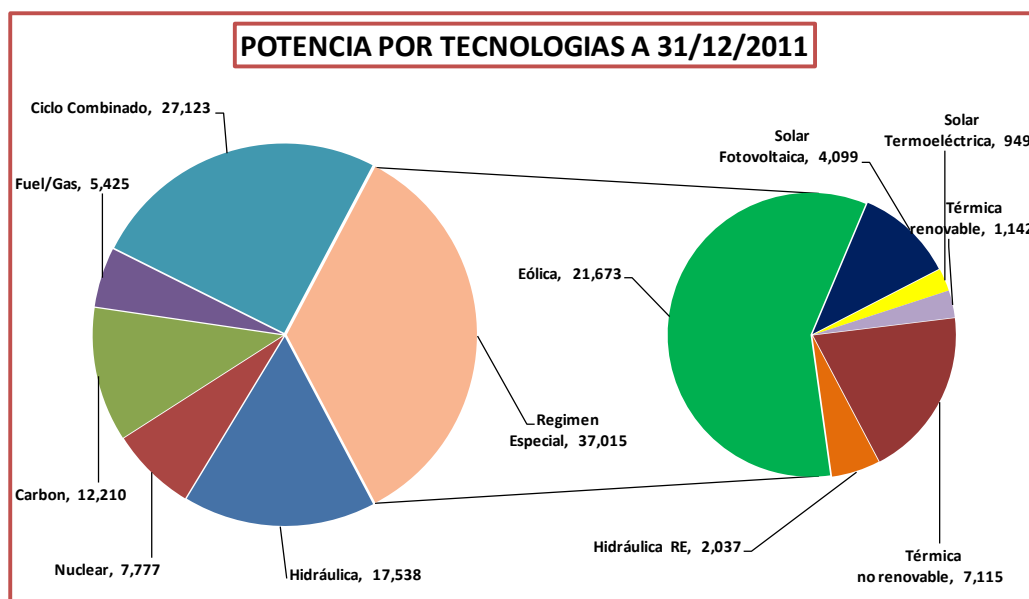


Figura 16 – Potencia Instalada por Tecnologías en España (Fuente: REE y AEE)

En el año 2011 se instalaron en España 581 aerogeneradores, frente a los 821 de 2010 y a los 1,332 de 2009. La contribución a la producción de energía de los parques eólicos en el 2011 fue de 41,670 GWh, lo que representó un 16.33% en la cobertura de la demanda total.

Además, con el propósito de detener el crecimiento del déficit de tarifa, el Gobierno publicó el 27 de enero de 2012 el Real Decreto-Ley 1/2012, que establece la suspensión del Registro de Preasignación y de los incentivos económicos para la nueva generación en régimen especial, lo que supone una paralización de los nuevos proyectos que se iniciarían a partir del 2013.

La capacidad instalada de parques eólicos en España evita que se generen al año 61,724,704 toneladas de CO₂, gas de efecto invernadero que motoriza el cambio climático. Además esta potencia instalada representa el uso de 5,368,402 TEP (toneladas equivalentes de petróleo).

4.2.2 La Eólica en USA

En el año 2012 el crecimiento de la capacidad instalada de energía eólica en Estados Unidos ha tenido un gran repunte considerando los 1680 MW instalados en el primer trimestre del año. Este año se ha instalado más infraestructura eólica que en cualquier época en la historia del país, representando un crecimiento del 52% respecto a las construcciones eólicas del mismo período del año pasado.

Los principales proveedores de tecnología para los proyectos de energías eólica en Estados Unidos que exportan turbinas y otros equipos para la implementación de los parques eólicos son Siemens, General Electric, Gamesa, Clipper, Vestas, Goldwind y Mitsubishi.

En el año 2011 se registró un aumento de nuevas instalaciones de energía eólica, añadiendo 1,2 GW más que en 2010, para un total de 46,919 MW de capacidad total instalada, colocándose en la posición número 2 del mundo solo superado por China. El estado de California fue el líder con una nueva capacidad instalada de 921 MW. El Estado de Texas, ocupó el lugar número seis en términos globales con una capacidad total instalada de 10,3 MW. A finales de 2011, 8,3 GW de parques eólicos estaban en construcción. En la figura 17 se muestra la evolución que ha tenido la tasa de crecimiento de la energía eólica en USA respecto del año anterior y la capacidad instalada en el periodo 2007 - 2011.

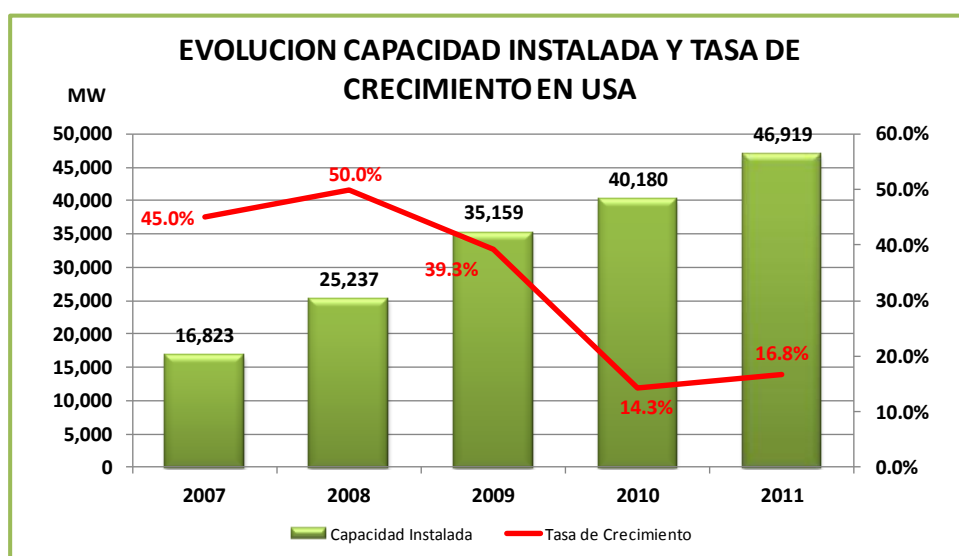


Figura 17 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en USA (Fuente: WWEA)

La capacidad instalada de parques eólicos en USA evita que se generen al año 133,625,312 toneladas de CO₂, reduciendo los efectos sobre el cambio climático. Además esta potencia instalada sustituye el uso de 11,621,836 TEP (toneladas equivalentes de petróleo).

4.2.3 La Eólica en Alemania

En el año 2011 Alemania siguió siendo el mayor mercado de energía eólica en el continente Europeo, añadiendo 2,007 MW, para alcanzar una capacidad total de 29 GW. Dentro del país, existe un amplio consenso y apoyo a la energía del viento, a la transformación de la oferta energética que contempla la eliminación de la energía nuclear y al cambio hacia las energías renovables. Por lo tanto, se puede esperar que el mercado de la energía eólica alemana siga siendo el mercado líder en Europa. En la figura 18 se muestra la evolución de la capacidad eólica instalada y la tasa de crecimiento respecto del año anterior para el periodo 2007 – 2011.

En Alemania, se espera que para el año 2020 la participación del viento en el suministro eléctrico sea de 20-25%, equivalente a 150 TWh, o 45 GW de instalaciones en tierra más 10 GW instalados en alta mar.

Una tendencia importante que se ha iniciado en Alemania es la Repotenciación de Turbinas viejas, restaurando en el año 2010 183 MW, los cuales fueron reemplazados por máquinas más grandes. Este mercado se espera que crezca sustancialmente en el futuro.

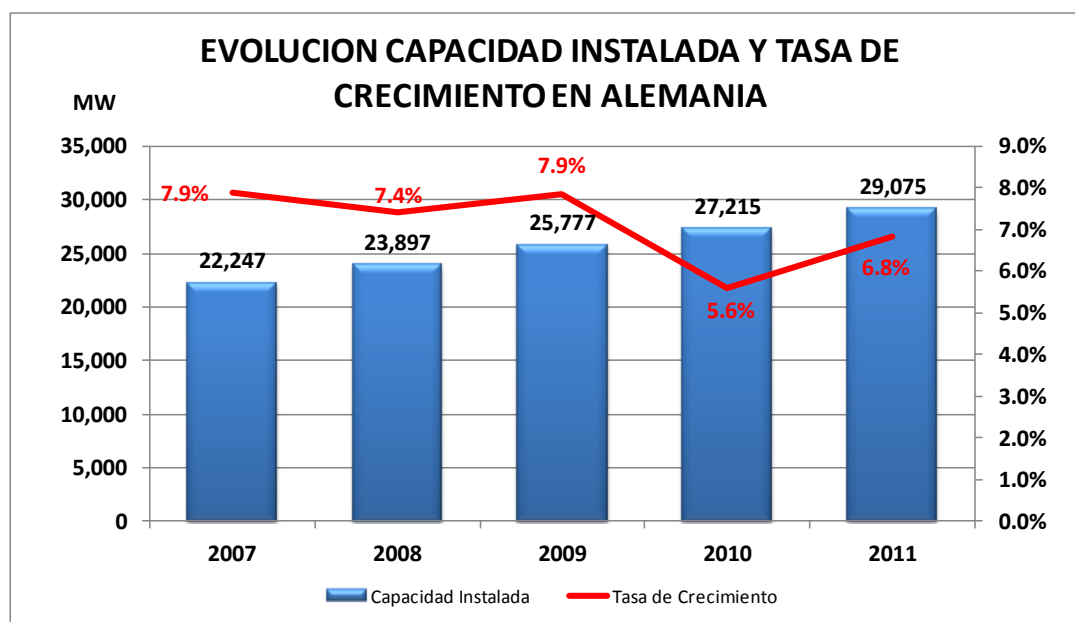


Figura 18 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en ALEMANIA (Fuente: WWEA)

La capacidad instalada de parques eólicos en Alemania evita que se generen al año 82,805,600 toneladas de CO₂, gas de efecto invernadero que potencia el cambio climático. Además esta potencia instalada disminuye el uso de 7,201,877 TEP (toneladas equivalentes de petróleo).

4.2.4 La Eólica en China

El aporte de la energía eólica al desarrollo energético en China se debe en gran parte al apoyo que el país ha dado para alcanzar el objetivo de la Comisión China de la Energía de que el 15% del consumo de energía debe proceder de recursos no fósiles y de que las emisiones de CO₂ deben reducirse un 40-45% por unidad de PIB en 2020.

En el 2011 China consolidó su posición como líder mundial de la energía eólica tanto en términos del total de capacidad instalada como de nueva capacidad instalada, con 18 gigavatios de turbinas en diferentes parques, el mercado de la energía eólica en el país cayó un 6,9 por ciento anual.

China representó el 75% de la capacidad eólica de Asia, seguido por India con el 19%. Las perspectivas para el mercado chino siguen siendo brillantes si consideramos que en China se prevé una capacidad eólica total de 100 GW en 2015, de los cuales los proyectos descentralizados eólicos tendrán una capacidad de 30 GW.

La industria eólica china ha sido capaz de establecerse como un jugador fuerte en términos de cuotas de mercado globales y acaba de comenzar a exportar a otros mercados. Se puede esperar que esto tenga un impacto importante en la situación del mercado de viento de todo el mundo. En la figura 18 se muestra la evolución de la capacidad eólica instalada en China y la tasa de crecimiento respecto del año anterior para el periodo 2007 – 2011.

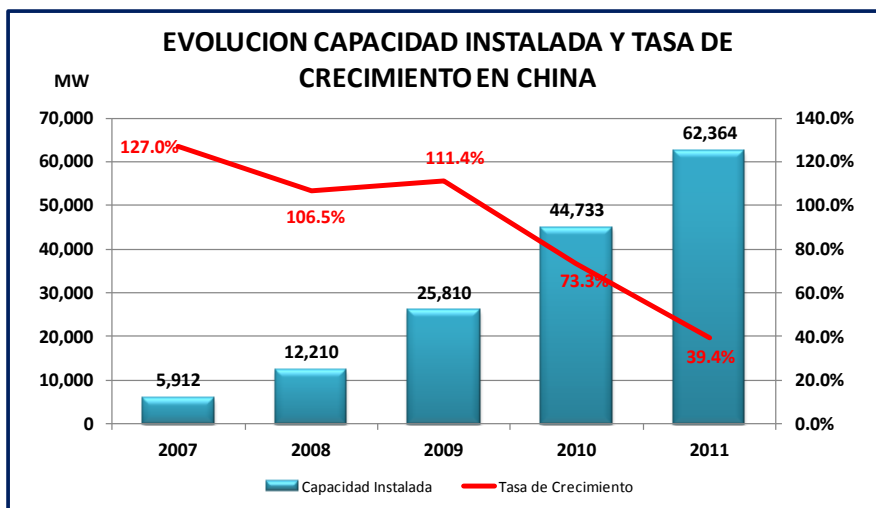


Figura 19 – Evolución Capacidad Instalada de Eólica en CHINA (Fuente: WWEA)

La capacidad instalada de parques eólicos en China evita que se generen al año 177,612,672 toneladas de CO₂, gas de efecto invernadero que potencia el cambio climático. Además esta potencia instalada evita el uso de 15,447,563 TEP (toneladas equivalentes de petróleo).

4.3 Desarrollo de Otras Fuentes de Energía Renovable

El desarrollo de las energías renovables ha estado motivado por la necesidad de reducir las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero para minimizar los efectos sobre el cambio climático. Entre las razones adicionales que impulsaron a que dicho desarrollo, permitiera orientar los objetivos de las políticas climáticas y energéticas de los países desarrollados hacia el logro de la sostenibilidad ambiental, la seguridad e independencia energéticas y la competitividad económica, se pueden destacar:

- i. La insostenibilidad del modelo energético actual en virtud de su dependencia de los combustibles fósiles.
- ii. Las incertidumbres en torno al abastecimiento energético actual y futuro de cara al crecimiento esperado de la demanda.
- iii. El consecuente aumento de los precios de la energía, los cuales se han constituido en los últimos años en temas de profunda preocupación, dado el componente geopolítico que incide sobre el tema.

Algunos de los hitos que han motorizado un cambio radical en el modelo energético actual lo constituyen las siguientes cifras publicadas en un trabajo de la universidad de Comillas.

- ✧ El consumo energético mundial se duplicará para el año 2037, con respecto al 1998.
- ✧ El 80% de la energía que consumimos es de origen fósil.
- ✧ El 30% de la energía es malgastada por usos ineficientes.
- ✧ El consumo energético mundial crece a razón de 1.8% cada año.
- ✧ El 92% de la población mundial no tiene coche.

- ✧ Más de la mitad de la energía primaria mundial es consumida por solo el 15% de la Población mundial.
- ✧ Cerca de 2,000 millones de habitantes no tienen acceso a servicios energéticos fiables.

Se pueden mencionar además entre los factores que han permitido el desarrollo actual de los mercados de las fuentes de energía renovable a los siguientes:

- ✧ El alza de los precios de los hidrocarburos que llegó a 139 USD en Junio del 2008 y que podrían llegar a los 150 dólares por barril o más en los años venideros.
- ✧ El mercado mundial de emisiones de CO₂ cuyos precios están en constante aumento.
- ✧ Las políticas voluntarias de varios países (Unión Europea y sus miembros, Estados Unidos, China, India, Brasil) + iniciativas locales que crean incentivos especiales para usar tecnologías de fuentes de energía renovables.
- ✧ El progreso acelerado que han tenido las tecnologías de energías renovables.
- ✧ La definición de metas de consumo de energía renovable, firmada por 73 países.

En opinión de algunos expertos de la Universidad de Miami, ninguna de las nuevas fuentes de energías primarias puede sustituir a las convencionales ni en la producción de energía eléctrica, ni para el uso como combustibles para transporte aéreo o terrestre.

Las características que debe reunir una fuente de energía para sustituir los combustibles fósiles deben satisfacer los siguientes requisitos:

- ✧ Debe ser conveniente como combustible para el transporte
- ✧ Debe ser versátil o fácil de convertir a otra forma de energía para el usuario final
- ✧ Debe tener una alta eficiencia en su utilización
- ✧ Debe ser seguro en su uso

En el año 2011 las energías renovables tuvieron inversiones por valor de 257.000 millones de dólares, lo que representó un 17% más que la inversión del 2010. Además la inversión en energía solar fotovoltaica creció un 52%, hasta situarse en los 147.000 millones de dólares, casi duplicando la inversión en energía eólica. Aun así, la inversión en capacidad de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles fue superior, alcanzando los 302.000 millones de dólares.

4.3.1 Energía Solar

La energía solar es aquella emitida por el sol a través del espacio en todas direcciones y que a través del aprovechamiento de la radiación electromagnética se logra recolectar y convertir en energía útil para la satisfacción de necesidades humanas, como lo son la calefacción, la cocción de alimentos, la generación de electricidad, etcétera.

Podemos decir que la energía del Sol es la fuente de energía principal ya que, toda la vida terrestre y la mayor parte de la marina, dependen de su abundante energía. Así también otras fuentes de energía que provienen del Sol son el oleaje y la energía de las corrientes oceánicas, todos los materiales orgánicos o de biomasa, toda la energía eólica, la gigantesca energía de todos los ríos y cascadas y la fuente renovable de la energía hidráulica.

Existen dos métodos por los cuales utilizamos la energía solar a nuestro favor, uno es mediante el uso del calor con la energía solar térmica, que es el resultado del aprovechamiento del calor contenido en la radiación solar en diversas actividades, como por ejemplo, en la calefacción de agua, secado de productos agrícolas y generación de electricidad y la otra es a través de la generación de electricidad con la energía solar fotovoltaica, la cual utiliza celdas fotovoltaicas para generar electricidad con la energía solar capturada. La intensidad y cantidad de energía solar que se pueda recolectar depende del punto geográfico en el que nos encontremos, además de factores climatológicos. En la figura 20 se muestra los diez países con mayor capacidad instalada de energía solar.



Figura 20 –Capacidad Instalada de Solar (Fuente: ISON21)

4.3.2 Energía de la Biomasa

Las directivas de la Unión Europea define la Biomasa como la fracción biodegradable de productos, deshechos y residuos de la agricultura (incluyendo sustancias vegetales y animales), silvicultura e industrias relacionadas, así como la fracción biodegradable de los residuos municipales e industriales.

Esta definición tiene un carácter muy amplio, ya que dentro de ella se engloba una diversidad de fuentes energéticas que comparten determinadas características, pero que difieren entre sí en cuanto a las tecnologías para su obtención y aplicación para la producción energética. Con base en esta definición se pueden distinguir, cuatro fuentes energéticas diferentes: la biomasa sólida, el biogás, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y los biocarburantes.

Con la biomasa sólida se puede producir energía para generación de electricidad, calefacción, refrigeración y producción de agua caliente en el sector doméstico y calor para procesos industriales. En resumen, todo el conjunto de fuentes energéticas que comprende la biomasa puede tener tanto aplicaciones térmicas como eléctricas.

La biomasa además de ser una fuente de alimento, fibra y alimento para ganado representa más del 10% del suministro mundial de energía primaria y es la cuarta mayor fuente de energía en el mundo después del petróleo, el carbón y el gas natural.

La demanda global actual de la biomasa con fines energéticos se estima en 53 ExaJoule (10^{18} joule). Alrededor del 86% de esta cantidad se utiliza para la producción de calefacción, refrigeración, para cocinar y para usos industriales. De esta cantidad, casi las tres cuartas partes es energía de biomasa tradicional, quemada directamente y por lo general en dispositivos muy ineficientes. Del restante 14%, casi tres cuartas partes se utiliza para la generación de electricidad y Cogeneración (CHP), y el resto se utiliza para producir biocombustibles líquidos para el transporte.

Los datos que presenta el informe del estatus global de las renovables para el 2012 indican que la capacidad de energía de biomasa aumentó de cerca de 66 GW en 2010 a casi 72 GW a finales de 2011. Los Estados Unidos es el líder mundial en la biomasa basada en la generación de energía, junto con otros importantes productores de la Unión Europea, además de Brasil, China, India y Japón.

4.3.3 Energía Geotérmica

La Energía geotérmica es la energía que se deriva del calor natural existente en el interior de la Tierra, a partir de material fundido llamado magma que normalmente se acumula en profundidades entre 5 y 10 km, en donde suele calentar grandes regiones de roca o reservorios de fluidos confinados, los cuales dan origen a la formación de los sistemas geotérmicos. La energía térmica es transportada a través de la roca y/o de fluidos, desplazándose desde el interior de la corteza terrestre hacia los niveles superficiales de la misma lo que produce en la superficie terrestre impresionantes manifestaciones tales como fumarolas, manantiales termales, géiseres y volcanes.

La explotación comercial de la energía geotérmica, destinada a la generación de electricidad, se inició en Italia en el 1904. El uso para la generación de electricidad logró mayor importancia en los años 70 con el incremento en el costo de los combustibles fósiles, contribuyendo en parte a solucionar las necesidades de energía de algunos países. En la actualidad, la energía geotérmica se considera ya como un recurso limpio, flexible, confiable, explotable, tanto económica como técnicamente y abundante con posibilidades de usarse en una amplia variedad de aplicaciones.

Entre los usos más comunes se encuentran:

✧ la generación de electricidad

- ✧ el acondicionamiento de viviendas mediante bombas de calor geotérmicas (enfriamiento o calentamiento)
- ✧ recreación (balneología y turismo) y tratamientos medicinales
- ✧ invernaderos (agricultura)
- ✧ criaderos de peces y mariscos
- ✧ procesos industriales y de manufactura (p. ej., secado de madera o productos agrícolas).

En los sistemas geotérmicos que tienen fluidos con temperaturas superiores a 200 °C se justifica la perforación de pozos para la generación de electricidad. Estos sistemas se pueden clasificar en:

- a. Sistemas convectivos hidrotermales
- b. Sistemas geotérmicos mejorados (roca seca caliente)
- c. Sistemas geopresurizados
- d. Sistemas geotérmicos conductivos sedimentarios
- e. Sistemas geotérmicos radiogénicos
- f. Sistemas marinos
- g. Sistemas magmáticos
- h. Sistemas geotérmicos de agua caliente asociado con yacimientos de petróleo y gas
- i. Sistemas geotérmicos supercríticos.

La energía geotérmica proporcionó un aproximado de 205 TWh, equivalente a 738 PetaJoule (10^{15} joule) en 2011, una tercera parte en forma de electricidad, con un estimado de 11,2 GW de capacidad, para un estimado de generación de electricidad de 69 TWh y los restantes dos tercios en forma de calor. Al menos 78 países utilizaron la energía geotérmica directa y la electricidad geotérmica sólo vio expansión modesta en 2011, pero el ritmo de implementación se espera que se acelere con proyectos en desarrollo en los mercados tradicionales y el movimiento hacia nuevos mercados en el este de África y otros lugares.

Mientras que la expansión en la industria de la energía geotérmica se ve obstaculizada por el elevado riesgo inherente en el desarrollo de nuevos recursos y la falta de conciencia, la energía geotérmica está avanzando gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, tales como centrales de ciclo binario y el mejoramiento hidráulico (EGS), que están ampliando la gama de recursos producibles y mejorando la economía de las plantas existentes.

4.3.4 Energía Hidráulica

En 2011 se estima que 25 GW de nueva capacidad de generación hidroeléctrica entró en funcionamiento, aumentando la capacidad instalada mundial en casi 2.7% a un estimado de 970 GW. Los principales países en capacidad hidroeléctrica instalada son China, Brasil, Estado Unidos, Canadá y Rusia, los cuales en conjunto representan el 51% de la capacidad instalada total.

A nivel mundial, la energía hidroeléctrica generó aproximadamente 3.400 TWh de electricidad durante el 2011, dentro de los cuales se generaron aproximadamente 663 TWh en China, seguido por Brasil (450 TWh), Canadá (373 TWh), Estados Unidos (325 TWh) y Rusia (153 TWh).

En la figura 21 se presenta los cinco países con mayor capacidad hidráulica instalada en el mundo para el 2011, entre los cuales China ocupa el primer lugar con el 22%.

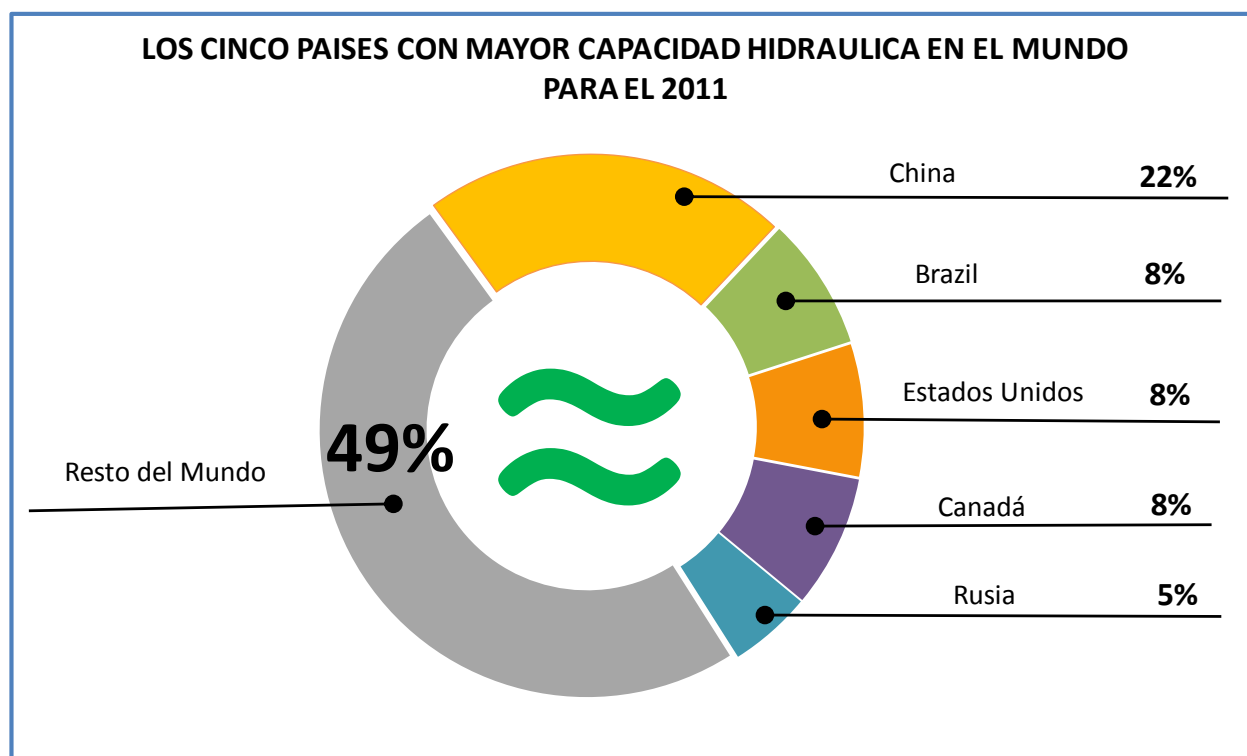


Figura 21 –Capacidad Instalada de Hidro (Fuente: REN21)

4.4 Impactos Potenciales en la Operación del Sistema

La integración significativa de plantas de generación eólicas en los sistemas eléctricos de potencia presenta a los planificadores y operadores nuevos retos. Estos retos están basados principalmente en las diferencias en cuanto al régimen de operación que existen entre las plantas eólicas y las convencionales y en el hecho de que el viento que es la fuente de energía de las plantas eólicas, presenta una aleatoriedad en su uso que crea interrogantes en las decisiones tomadas por los operadores del sistema.

Cuando existen niveles de penetración altos, es decir cuyo manejo hace impredecible el mantener la seguridad y la calidad de servicio, es necesario rediseñar los métodos de operación de forma tal que permitan que las plantas eólicas puedan ser despachadas con la misma confianza que las plantas convencionales y se minimice la variabilidad conjunta de la energía eólica, la cual pueden ser en algunos casos de varios cientos de MW.

Entre los métodos que se han utilizado para atenuar el impacto de dicha aleatoriedad en la disponibilidad, se pueden destacar la combinación con otras tecnologías y fuentes, así como la instalación de parques diseminados en distintos puntos geográficos.

Sin embargo muy a pesar de los mecanismos para atenuar dicha condición, el tema del índice de penetración de las tecnologías también ha causado grandes desafíos para los operadores de sistemas eléctricos.

4.4.1 La Experiencia Internacional

Dinamarca, España, Irlanda y Nueva Zelanda son algunos de los países cuyos sistemas eléctricos tienen las más altas penetraciones de energía eólica en el mundo. Estos niveles de integración se han desarrollado de manera exitosa sin que hayan ocurrido contingencias mayores debidas directa o indirectamente a la acción del viento.

En los sistemas con altos niveles de integración existen fluctuaciones de potencia cuya variabilidad puede afectar de manera significativa las condiciones de seguridad y calidad del servicio. La experiencia europea ha sido exitosa respecto del manejo de esta variabilidad basándose principalmente en buenos modelos predictivos, interconexiones entre sistemas vecinos, mejoras en la operación del sistema, toma de decisiones en intervalos de tiempo más pequeños, mejoras de la tecnología de las turbinas eólicas, nuevos mercados de servicios complementarios, dispersión geográfica de las turbinas eólicas, entre otros.

4.4.1.1 La experiencia en Dinamarca

Dinamarca es signataria del protocolo de Kyoto desde el año 2001 y está muy comprometida en la reducción de las emisiones de los llamados 6 gases de efecto invernadero, en los que su objetivo es un ambicioso descenso del 21% en el período 2008-2012 sobre los niveles de 1990, frente al 8% de reducción promedio para el conjunto de la UE en el mismo periodo.

Una de las características principales para la integración con éxito de la energía eólica en el sistema de Dinamarca es su fuerte y muy bien organizado mercado nórdico de cooperación e intercambio de energía (NORDEL), el cual es un mercado regional compuesto por Noruega, Suecia, Finlandia, Islandia y Dinamarca. Este mercado está formado por dos mercados principales: el mercado de intercambios de potencia Nord Pool (Nordic Power Exchange NPX), el cual se encuentra dividido en 3 mercados y el operador en tiempo real del sistema.

El mercado Nord Pool es el mercado eléctrico mayorista para las transacciones Spot de electricidad, el cual está compuesto por dos mercados físicos de electricidad, ElSpot que es el mercado diario y Elbas que es el mercado intradiario y un mercado financiero, Eltermin en el que se transan contratos de tipo “forward”, “futures”, contratos por diferencia y opciones. El operador del sistema gestiona 2 mercados adicionales: un mercado para balance de potencia y un mercado para los servicios complementarios.

Otro elemento que da fortaleza a la integración de la energía eólica en Dinamarca es la regulación de potencia, constituida por las reservas para regulación primarias, secundarias y terciarias. Las reservas primarias son automáticamente activadas tan pronto como exista una desviación de frecuencia en el sistema por fuera del rango permitido. Las reservas secundarias son automáticamente activadas ante el evento de desviaciones entre la potencia generada programada y medida y el consumo. Las reservas terciarias son manualmente activadas hasta una hora antes de la operación cuando las reservas secundarias no son capaces de mantener la potencia regulada. Todas estas opciones son transadas en el mercado de balance de potencias ya mencionado.

Las interconexiones con los sistemas vecinos constituyen otra característica importante para la integración eólica en Dinamarca ya que permite exportar el 40% de la potencia generada e importar hasta el 70% del consumo máximo. Mediante conexiones HDVC se puede aprovechar la disponibilidad hidráulica de Suecia y Noruega para ser usada para regulación de la potencia eólica a través de mecanismos de mercado.

El mercado Spot Nórdico presenta características peculiares, pudiendo el precio Spot llegar a ser cero durante las horas con exceso de generación eólica por las buenas velocidades de vientos y en algunos casos estos precios pueden ser negativos, proporcionando fuertes incentivos a los generadores no eólicos de reducir sus ofertas de suministro en períodos con pronósticos de fuertes vientos y a los consumidores de aumentar fuertemente su consumo de electricidad en horas con precios negativos.

Finalmente las aplicaciones del mercado nórdico para una operación óptima, donde los pronósticos de la energía eólica y las transacciones en tiempo real constituyen dos de las características que mayor contribuyen al éxito de la integración eólica en Dinamarca. Así el operador danés utiliza los mejores pronósticos de viento utilizando varios y distintos modelos de diferentes proveedores para minimizar el alto grado de incertidumbre que tienen los pronósticos meteorológicos, lo que ha permitido lograr un error medio absoluto anual de un 5% de la capacidad eólica instalada. Estos pronósticos de viento son utilizados para planificación de la operación varios días antes que ocurra, para las transacciones en el mercado Spot y para las transacciones en el mercado de regulación de potencia durante la operación.

4.4.1.2 La experiencia en España

La capacidad de generación eólica instalada en España a mayo del 2012 fue de 24,633 MW, representando el 22% de la capacidad total, solo superada por la tecnología de ciclos combinado con un 25.4%. Así el crecimiento que ha tenido la energía eólica la ha convertido en una de las principales tecnologías de generación del sistema español.

Para un nivel de penetración eólica de esta magnitud, la incertidumbre de los pronósticos junto a la variabilidad del viento representa uno de los principales retos para la integración exitosa de la eólica sobre todo en un sistema aislado con muy poco nivel de interconexión con otros países como el español. Algunos de los desafíos más importantes que tiene el sistema eléctrico español para la integración de las renovables y en especial de la eólica están relacionados con:

- ✧ Mejorar la gestionabilidad
- ✧ La ubicación remota alejada de la red y del consumo
- ✧ La desconexión súbita de aerogeneradores ante huecos de tensión
- ✧ La participación insuficiente en los Servicios de Ajuste
- ✧ La falta de firmeza y control
- ✧ Minimizar el impacto en la reserva de generación

Algunas de las soluciones que se plantean para facilitar la integración minimizando su impacto son:

- ✧ Cambios regulatorios
- ✧ Adecuación tecnológica de los generadores
- ✧ Mejora en las herramientas de predicción
- ✧ Refuerzos en la red de transporte
- ✧ Nuevas interconexiones internacionales
- ✧ Gestión de la demanda

4.4.1.3 La experiencia en Nueva Zelanda

El sistema eléctrico de potencia de Nueva Zelanda es un sistema eminentemente radial que está formado por 2 sistemas eléctricos separados, uno en la isla norte y otro en la isla sur, interconectados por una línea HVDC de 700 MW de capacidad. Nueva Zelanda es una isla eléctrica ya que no está conectada a ningún sistema eléctrico vecino. Además las fuentes de generación se encuentran típicamente lejos de los centros de carga más importante. Su generación es predominantemente hidroeléctrica (60%).

La mayor parte de la generación eólica de Nueva Zelanda se encuentra concentrada al sur de la isla norte, donde la generación presenta gran correlación entre distintas turbinas.

La falta de distribución geográfica de las turbinas resulta en periodos donde hay poca o nula generación eólica. Esto ocurre frecuentemente en noches frías de invierno, en momentos donde la demanda es máxima.

La variabilidad de la generación eólica durante el despacho no constituye un problema mayor ya que no es más grande que la variación que presenta la demanda. Además los efectos de esta variabilidad pueden ser mitigados rápidamente en un sistema con la flexibilidad predominante de sus centrales hidroeléctricas.

La generación eólica en Nueva Zelanda ha sido desarrollada en áreas con buenas velocidades de viento que se encuentran cercanas a redes de transmisión. No obstante existe un gran número de áreas con un alto potencial eólico que se encuentran distantes de puntos de conexión, encontrándose además con baja capacidad disponible para transmitir. El costo necesario para poder invertir y añadir nuevas centrales que utilicen estos recursos es demasiado alto debido a la necesidad de construir nuevas líneas.

Recientemente se está implementando un proceso de nuevas inversiones en transmisión que permitan la conexión de nueva energía renovable en donde los costos serán absorbidos por los usuarios de la infraestructura ya existente, de modo de incentivar nuevas posibilidades de recursos eléctricos limpios.

4.4.2 La variabilidad y la incertidumbre en el pronóstico de la generación Eólica

La naturaleza no convencional de la energía eólica como una fuente de generación del sistema eléctrico conduce a un enfoque de mercado diferente considerando que el viento es, en cierta medida impredecible y no almacenable. La introducción de dicho parámetro irregular en el bien establecido mercado de la electricidad trae nuevos problemas y desafíos. Así se tienen que considerar cambios en el diseño y funcionamiento del mercado reconociendo la variabilidad de los recursos renovables.

La variabilidad de la potencia de salida y la limitada previsibilidad de estas fluctuaciones provoca los siguientes problemas adicionales al sistema de potencia:

- ✧ Dado que el sistema de energía eléctrica está limitado en su capacidad para almacenar energía, la potencia generada tiene que coincidir con la potencia consumida en cualquier momento, incluyendo las pérdidas de red. Por lo tanto, para mantener los niveles de seguridad y calidad de servicio ante estas variaciones otras plantas de energía tienen que mantener una cierta reserva de energía con el fin de equilibrar la generación y carga. Esto conduce a una reducción de la eficiencia de las plantas de energía clásicas.
- ✧ Otra opción para corregir la variabilidad de la generación eólica es la reducción de la energía eólica producida, resultando en una pérdida de beneficios para los propietarios de los sistemas eólicos y un uso no óptimo de la energía eólica disponible. De la experiencia existente y varios estudios sobre la integración de viento se ha demostrado que el funcionamiento del sistema de potencia con una tasa de penetración sustancial (5-20%) resultará en una mayor utilización de energía de reserva.
- ✧ En el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, la variabilidad de la potencia de salida producida por el Parque Eólico Los Cocos de 50 MW, produce variaciones de hasta 17 MW, equivalente a un 34%

de la capacidad de generación eólica instalada, como puede verse en la figura 22. En la figura 23 puede verse como la variabilidad del recurso eólico para el mes de octubre de 2011 provoca variaciones significativas en la frecuencia del SENI.

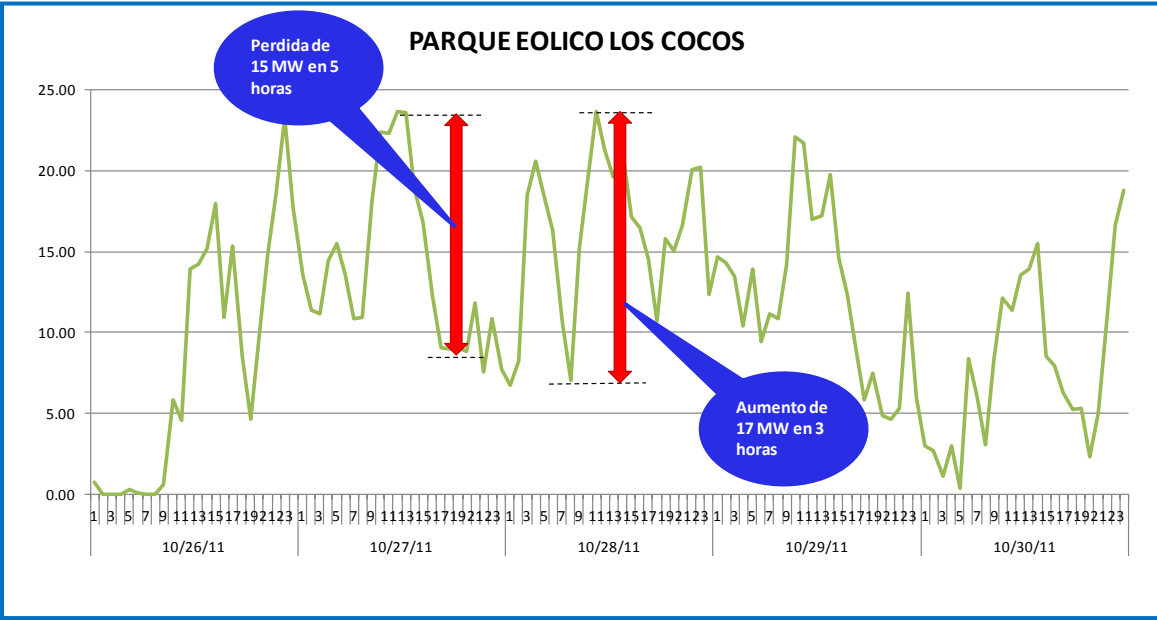


Figura 22 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)

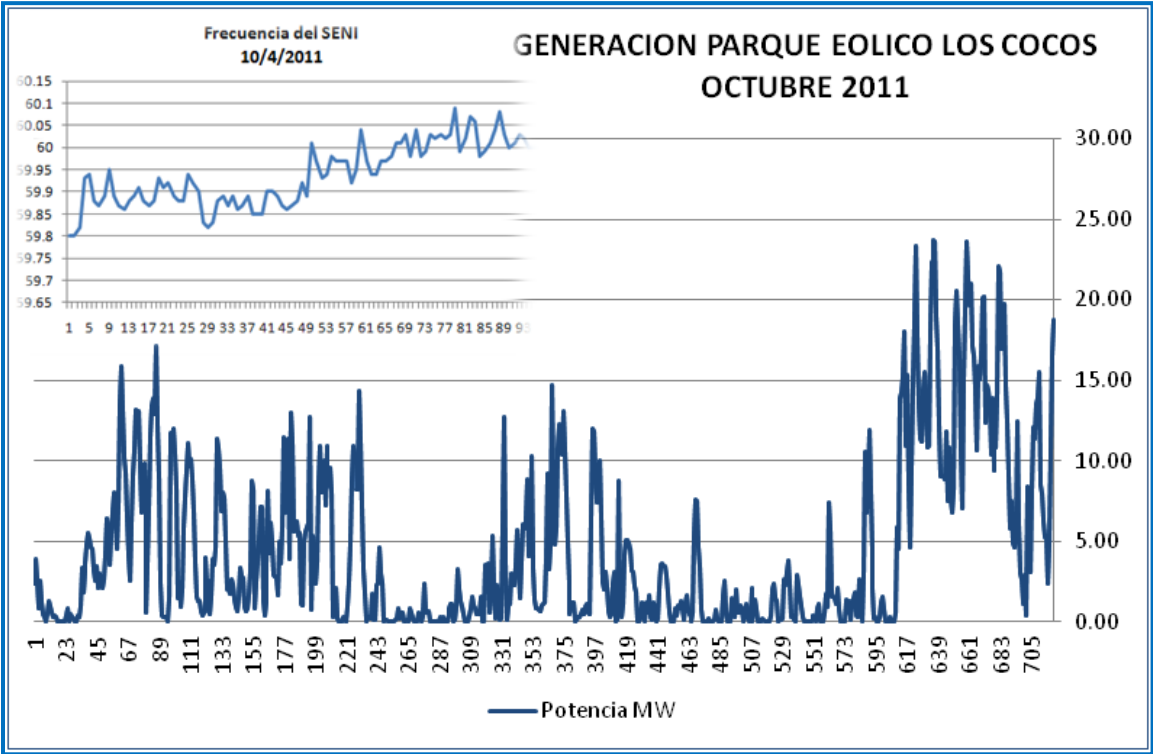


Figura 23 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)

4.4.3 Exceso o falta de generación disponible, debida a la variación del recurso eólico

En los sistemas eléctricos aislados con poca capacidad de regulación de frecuencia como el sistema eléctrico dominicano, se presenta otro de los problemas ocasionados por la variabilidad del recurso eólico, el exceso o la falta de generación disponible el cual tiene un efecto desestabilizador sobre la frecuencia del sistema.

En la figura 24 se observa como la variabilidad de la potencia de la central Los Cocos provoca una variación de la frecuencia del sistema del orden de 1.3 Hz, debido a la falta de generación disponible para regular frecuencia.

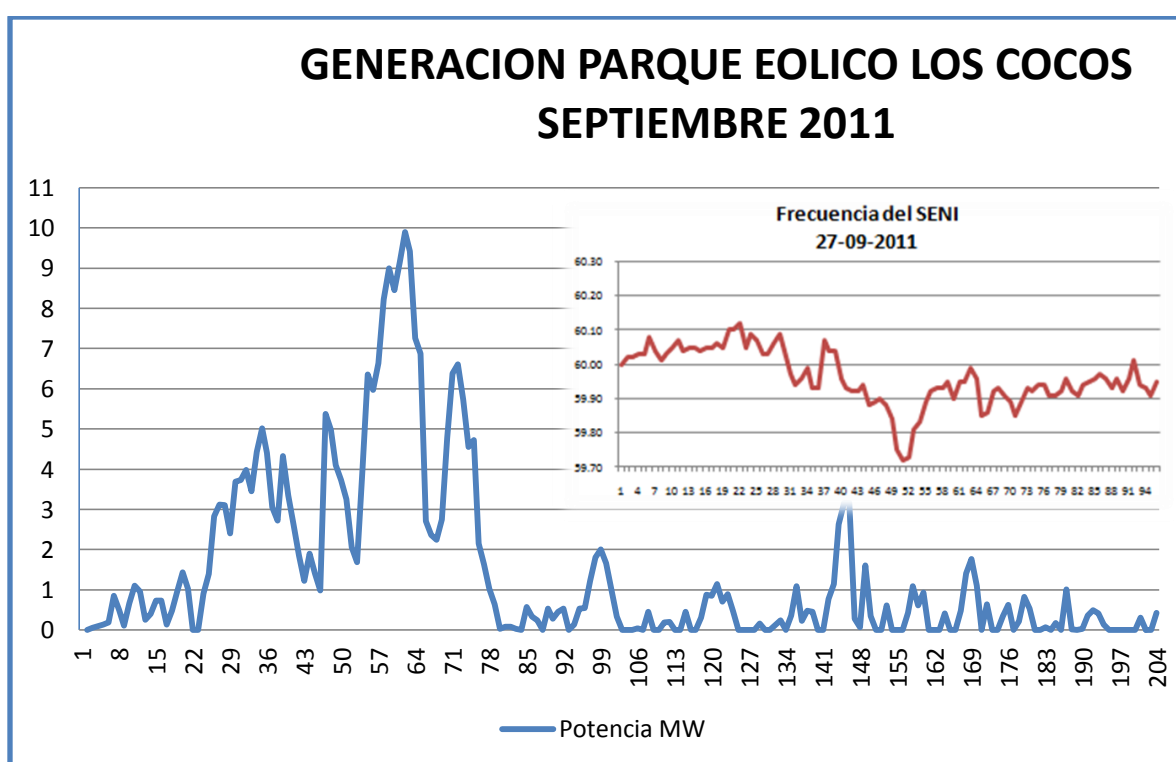


Figura 24 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)

4.4.4 Impacto en las Congestion

La congestión es una situación en la que la demanda de capacidad de transmisión excede la capacidad disponible de la red de transmisión, lo que podría dar lugar a una violación de los límites de seguridad de red, que pueden ser los límites térmicos, la estabilidad de voltaje o una condición de contingencia (N-1). La congestión, que es un resultado de los flujos de potencia, se puede producir en cualquier ubicación en la red

interconectada. Por lo tanto, en un sentido físico congestión no es más que una indicación de la presencia de una limitación del sistema de transmisión para manejar los flujos que circulan por sus líneas.

Las congestiones pueden ser internas cuando se encuentran dentro del área de control del Operador del Sistema y externas o transfronteriza cuando ocurren entre dos sistemas vecinos que se encuentran interconectados. La existencia de congestión en líneas de transmisión trae como consecuencia una desviación del orden de mérito de las plantas para alimentar la demanda, resultando en una pérdida económica para el sistema debido a la imposibilidad de utilizar las plantas de generación más económicas.

La variabilidad en la potencia de salida de las plantas eólicas puede ser responsable de dos tipos de congestiones:

1. Congestiones debidas a la filosofía para definir el tamaño de las líneas de transmisión: *Es un hecho conocido que los parques eólicos tienen una potencia de salida que varía entre cero y plena carga, manteniendo una disponibilidad promedio histórica de 30%. Así los operadores de redes de transporte toman en cuenta este hecho, y por razones de eficiencia de costes a veces se inclinan a no invertir lo suficiente en la red de transporte, cuando necesita reforzar la red de transmisión para permitir la conexión de una planta de energía eólica. Este fenómeno no ocurre en el Sistema Eléctrico Dominicano.*
2. Congestiones debidas a los márgenes de seguridad necesarios para hacer frente a la variabilidad eólica: *Las fluctuaciones de la energía eólica pueden conducir a la disminución de la capacidad de la red de transporte para predecir los flujos de corriente de la red. Debido a esto el Operador del Sistema necesita hacer predicciones para estimar cual será la capacidad de transporte disponible (ATC), la cual es subastada entre los participantes del mercado como derechos de capacidad con el fin de acceder los mercados extranjeros de energía.*

En el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de República Dominicana las congestiones son debidas más a la concentración de capacidad convencional instalada en zonas con disponibilidad de combustible, en especial gas natural, que al nivel de penetración eólica. Sin embargo las congestiones provocadas por contingencias N-1, llamadas también FlowGate, pueden ocurrir en ambos casos.

4.4.5 Requerimientos de Reservas de Regulación

Cada vez que hay un desequilibrio entre la potencia activa de los generadores y la demanda del sistema, se produce un cambio en la frecuencia del sistema. Así para una condición de carga dada del sistema, mientras mayor sea el desbalance, más rápido será el cambio en la frecuencia. La tasa inicial de cambio que se produce en la frecuencia está puramente relacionada con la inercia del sistema de potencia.

Cada sistema eléctrico de potencia debe definir un margen de reserva que garantice la seguridad con un nivel de riesgo aceptable. El Operador del sistema debe asegurarse de que hay suficiente reserva disponible para garantizar la fiabilidad del sistema en tiempo real. La cantidad de reserva requerida tiene que ser lo suficientemente grande como para hacer frente a los errores en el pronóstico tanto de carga como de viento o a contingencias como la pérdida de la mayor unidad generadora.

Debido a que en los aerogeneradores de velocidad variable el ángulo mecánico del rotor está desacoplado del ángulo eléctrico, estos pueden contribuir al control de frecuencia y al amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, sin las limitaciones que la inercia impone a los generadores síncronos.

Sin embargo la mayoría de las tecnologías de aerogeneradores tienen un comportamiento diferente al de los generadores síncronos convencionales con respecto a la contribución de la inercia del sistema, por ejemplo, los generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG) o de conversión completa (Full converter) no contribuyen a la inercia del sistema hoy en día a pesar de que podrían ser diseñado para hacerlo. Por lo tanto considerando esta condición de los generadores eólicos la inercia total del sistema en un sistema de energía en isla puede reducirse significativamente bajo condiciones de fuerte viento. Esta condición tendrá una influencia en la variación de la frecuencia del sistema ocasionada por la pérdida de generación o pérdida de una de las líneas principales del sistema.

El margen de reserva para regulación primaria y secundaria establecido por normativa en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) en República Dominicana, es de 3% a 5% de la demanda total. Este valor será afectado por el incremento que se produzca con la energía eólica, la cual desplazará unidades convencionales que contribuyen a la inercia del sistema. En la figura 25 se observa el desfase provocado por la disponibilidad del recurso eólico y la demanda del SENI, provocando que la reserva de regulación controle la desviación que se produce en la frecuencia del sistema.

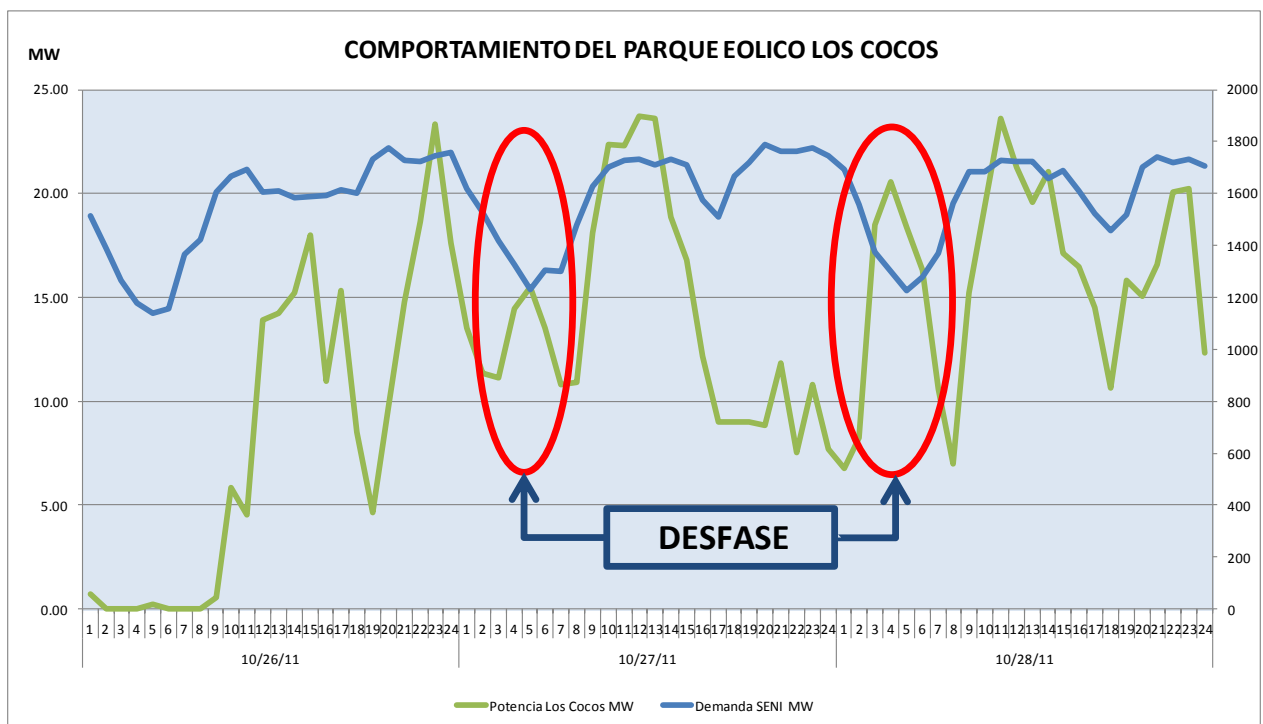


Figura 25 –Variabilidad del Parque Eólico Los Cocos (Fuente: OC)

5. ESTUDIOS ELÉCTRICOS Y ENERGÉTICOS

5.1 Modelado de los Parques Eólicos

5.1.1 Modelos de Aerogenerador

Los aerogeneradores pueden clasificarse en función de la tecnología de construcción en aerogeneradores de eje vertical (*Vertical Axis Wind Turbine* -VAWT), los cuales pueden ser del tipo Savonius y Darrieus y los aerogeneradores de eje horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine* - HAWT) que pueden ser a barlovento cuando el rotor está en la dirección del viento (de cara al viento) y a sotavento cuando el rotor está en la dirección opuesta del viento

También los aerogeneradores pueden clasificarse en función del tipo de generador utilizado en generador asíncrono de inducción (jaula de ardilla), en generador asíncrono de inducción doblemente alimentado (DFIG) y los generadores síncronos full converter.

En función de la velocidad los aerogeneradores pueden clasificarse en:

1. Aerogeneradores de velocidad fija

La mayoría de los aerogeneradores de velocidad fija están equipados con un generador asíncrono rotor jaula de ardilla, conectado directamente a la red, sin convertidor, es necesario utilizar una caja multiplicadora y un compensador de reactiva para reducir la demanda de potencia.

2. Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable, son maquinas dotadas con diversos sistemas de control de velocidad, de modo que la turbina pueda acelerarse o frenarse dependiendo de las condiciones del viento.

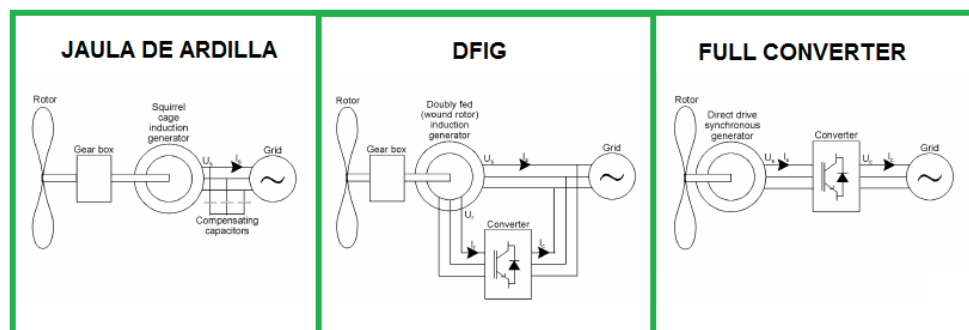


Figura 26 –Tipos de Aerogenerador

5.1.2 Generador Asíncrono (Jaula de Ardilla)

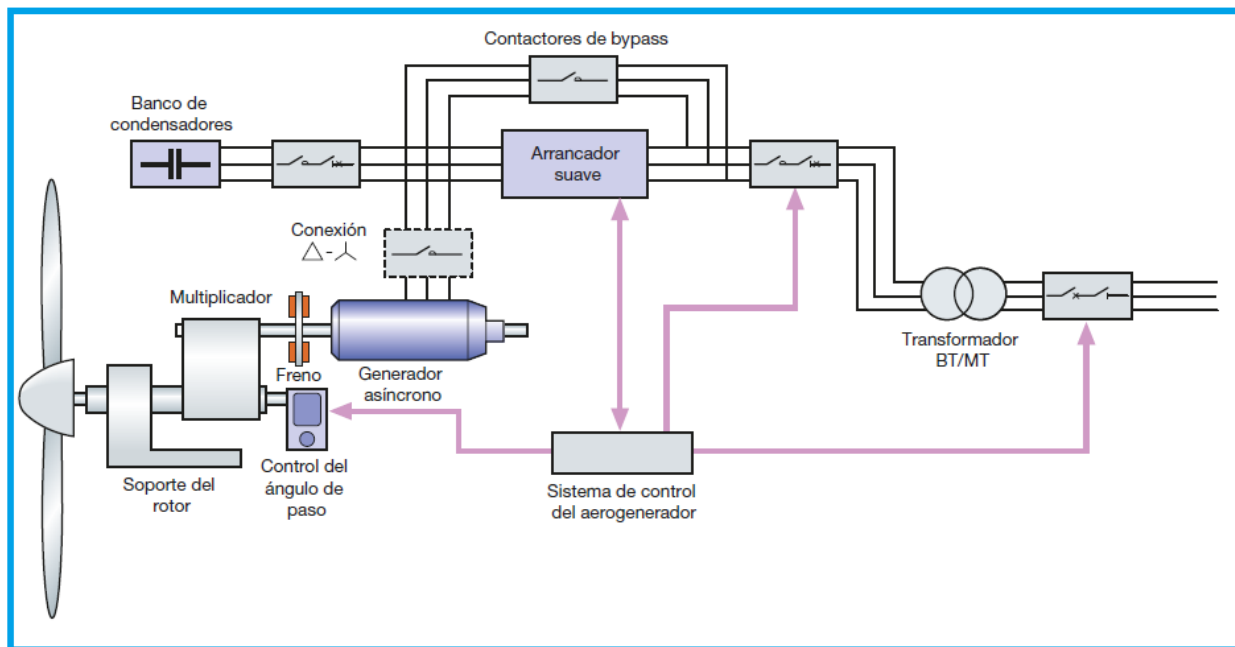


Figura 27 – Generador Asíncrono o Jaula de Ardilla (Fuente: Internet)

Este es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales.

El motor de jaula de ardilla tiene el inconveniente de que la resistencia del conjunto es invariable, no son adecuados cuando se debe regular la velocidad durante la marcha. Los conductores del rotor están igualmente distribuidos por la periferia del rotor. Los extremos de estos conductores están cortocircuitados, no habiendo conexión con el exterior. La posición inclinada de las ranuras mejora el arranque y disminuye el ruido.

Aunque la máquina asíncrona o de inducción suele ser utilizada para aplicaciones como motor, cuando aparecieron los primeros aerogeneradores, se optó por el uso de estas máquinas en vez de los típicos alternadores usados normalmente para generación. Esto se hacía así porque son máquinas fiables con muy poco mantenimiento y más económicas.

En los aerogeneradores de jaula de ardilla conectados directamente a red, su velocidad viene fijada por la frecuencia de la red, lo que trae inconvenientes en el rendimiento. Además, su control de reactiva es nulo ó muy limitado, mediante simples baterías de

condensadores, al igual que el control de frecuencia. Otro inconveniente es que transmite las variaciones de potencia de entrada de viento a la red sin amortiguarla, por lo que la potencia de salida es muy variable. Finalmente, su comportamiento ante huecos de tensión es muy ineficiente.

5.1.3 Generador Asíncrono Doblemente Alimentado

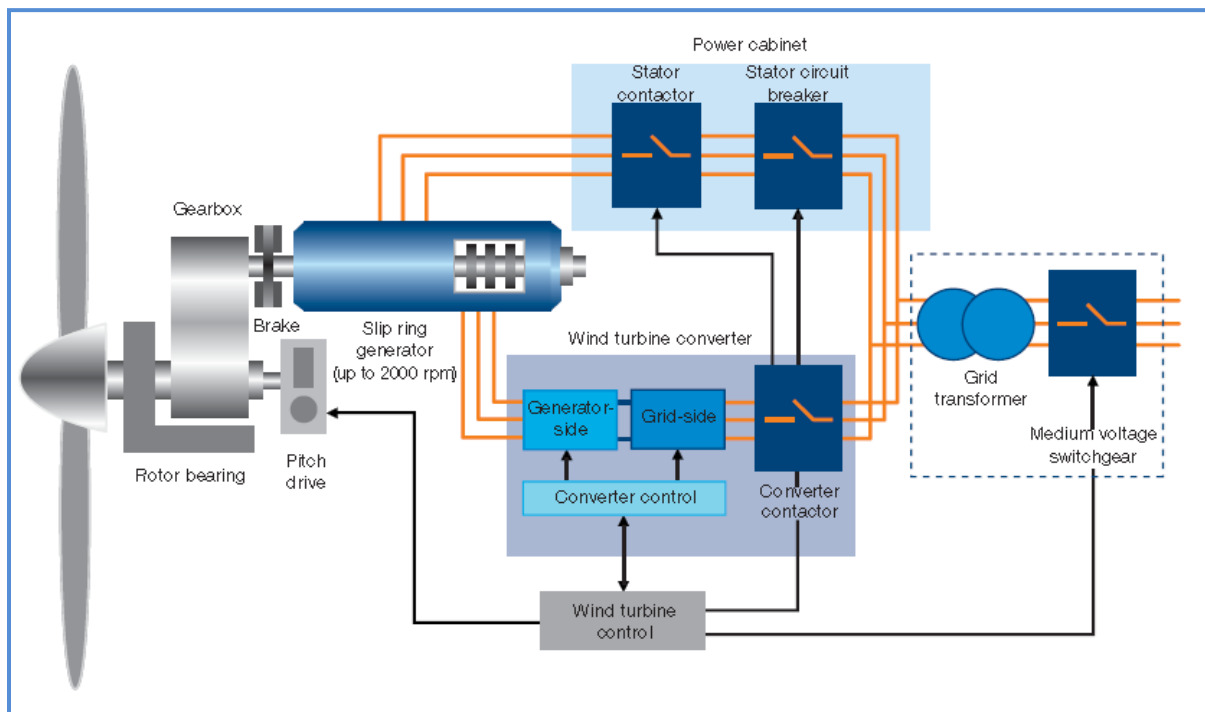


Figura 28 – Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (Fuente: PASFWT)

La configuración física de un generador de inducción doblemente alimentado (*doubly-fed induction generator - DFIG*) de rotor bobinado se caracteriza porque ha de ser excitado tanto desde el estator como desde el rotor. Realimentando la máquina mediante control de potencia, se consigue generar a frecuencia constante, pero girando a velocidad variable, lo que permite generar grandes potencias manteniendo un buen rendimiento en las palas.

El funcionamiento de un generador DFIG se basa en el generador de inducción trifásico con rotor devanado en el cual el rotor es alimentado por algún convertidor (AC/DC/AC), para proveer operación estable nominal a una velocidad variable.

5.1.3.1 El Aerogenerador

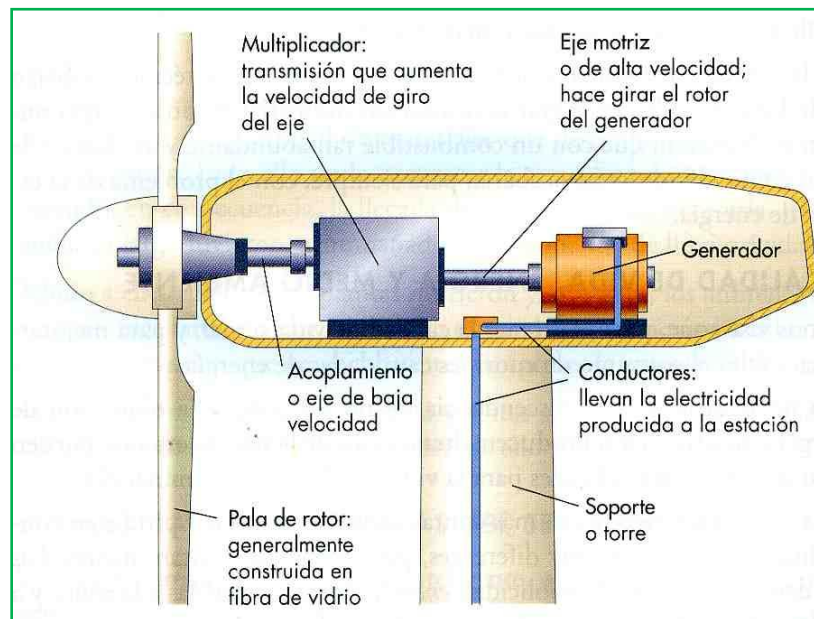


Figura 29 –Aerogenerador Eólico (Fuente: Internet)

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación en un eje a través de las palas, el cual acciona un generador eléctrico a través de una caja multiplicadora.

La energía cinética del viento impacta en las aspas aerodinámicas haciéndola girar hasta 38 veces por minuto. Las aspas hacen girar un eje de baja velocidad que se conecta con una caja multiplicadora. Los engranajes en el interior de la caja, activan otro de alta velocidad que gira aproximadamente 1800 veces por minuto.

Según la disposición del eje se dividen en generadores eólicos de eje vertical y de eje horizontal, siendo estos los más utilizados y pueden ser a barlovento cuando el rotor está en la dirección del viento (de cara al viento) o a sotavento cuando el rotor está en la dirección opuesta del viento. Existen aerogeneradores de eje horizontal de una pala dotada de contrapeso, los cuales no son muy utilizados, además de dos palas y de tres palas que es el modelo más utilizado por su eficiencia, confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias.

5.1.3.2 Generador Asíncrono

En este tipo de generador no existe corriente conducida a uno de los arrollamientos. La corriente que circula por uno de los devanados se debe a la f.e.m. inducida por la

acción del flujo del otro, y por esta razón se denominan máquinas de inducción. El término “asíncrona” se debe a que la velocidad de giro del rotor no es la velocidad de sincronismo impuesta por la frecuencia de la red. Las características más importantes de los motores asíncronos son su construcción simple y su robustez, sobre todo para las que hacen uso de los denominados rotores de “jaula de ardilla”. Los generadores asíncronos de jaula de ardilla suelen utilizar baterías de condensadores para mejorar su factor de potencia. Los generadores asíncronos pueden ser de velocidad fija o variable.

5.1.3.3 Generador Síncrono

El generador síncrono es un tipo máquina en la cual el desplazamiento del campo magnético giratorio coincide siempre con el desplazamiento del rotor. En estos generadores la velocidad de rotación del rotor que genera el campo magnético y la frecuencia de la señal eléctrica inducida están relacionadas a través de la siguiente ecuación:

$$f = \frac{p \times n}{60}$$

Donde p es el número de pares de polos que generan el campo magnético, n el número de revoluciones por minuto que da el eje del rotor del generador y f la frecuencia de la señal eléctrica de salida.

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor. Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el eje del generador.

5.1.4 Componentes del Aerogenerador

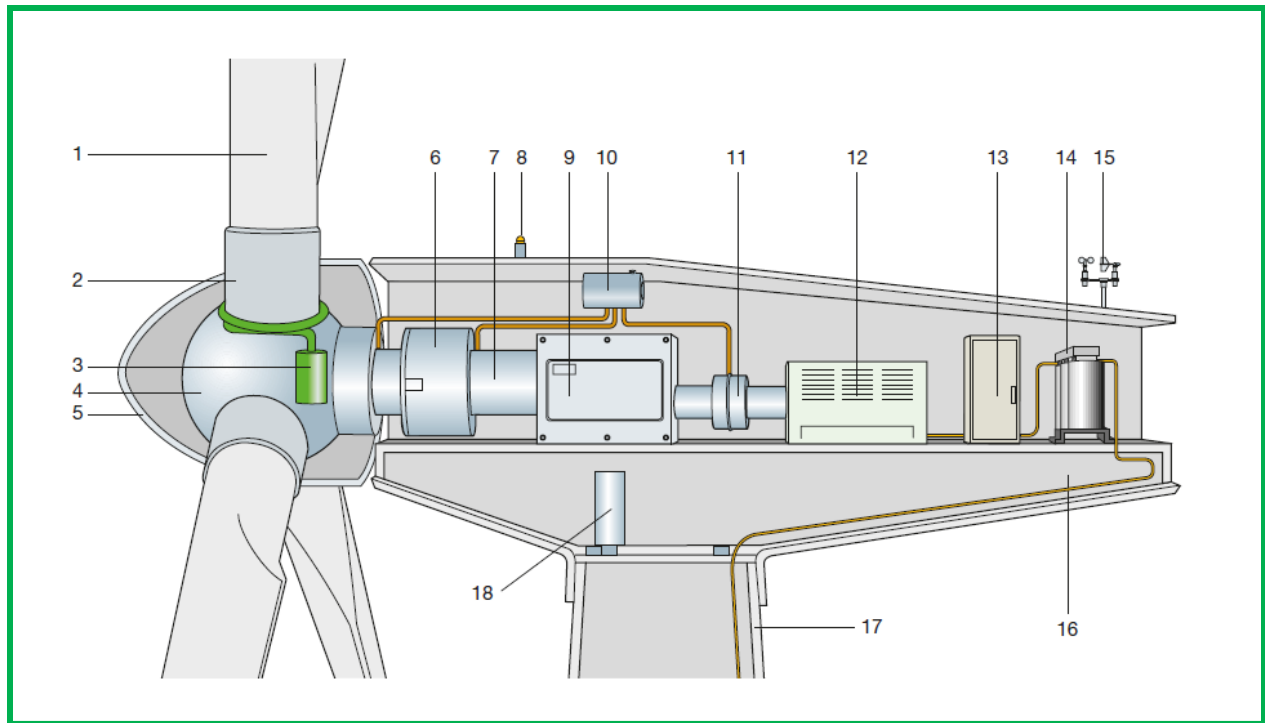


Figura 30 – Partes de un Aerogenerador Eólico (Fuente: Internet)

Las partes principales de un aerogenerador son:

1. **Las palas del rotor:** Componente del aerogenerador que transmite la energía cinética del viento al buje. En su mayoría los aerogeneradores tienen tres palas.
2. **Soporte de las palas:** Une las palas con el buje.
3. **Actuador del ángulo de paso:** Su función consiste en ajustar los parámetros de forma que el aerogenerador genere la máxima producción bajo todo tipo de condiciones meteorológicas.
4. **El buje:** que es la parte que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
5. **Cubierta:** carcasa que protege las partes fundamentales del aerogenerador
6. **Soporte principal:** Une el buje con el eje de baja velocidad o principal.
7. **Eje principal:** Eje de baja velocidad: que conecta el buje del rotor al multiplicador. Su velocidad de giro es muy lenta, entre 20 y 50 rpm.

8. **Luces de señalización aérea:** Sirven de orientación para el tráfico aéreo.
9. **Multiplicador:** Componente del aerogenerador que transforma la baja velocidad del eje en alta velocidad de rotación
10. **Dispositivos hidráulicos de refrigeración:** mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico.
11. **Frenos mecánicos:** además de actuar como "frenos de parking" e impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio, los frenos mecánicos son capaces de detener el rotor en condiciones meteorológicas adversas.
12. **El generador eléctrico:** que es una de las partes más importantes de un aerogenerador. Transforma la energía mecánica en energía eléctrica
13. **Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento:** es un ordenador que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación. Componentes que controlan el correcto funcionamiento del aerogenerador. Anemómetros, veletas, mecanismos de orientación, unidades de refrigeración, sistemas de control de potencia, etc. Estos sistemas constituyen el "cerebro" del aerogenerador y proporcionan la lógica de control para regular los procedimientos de arranque y parada de la turbina y para garantizar su funcionamiento dentro de determinados parámetros preestablecidos, protegiendo de esta forma al rotor contra velocidades excesivas y a las distintas partes del circuito eléctrico contra sobreintensidades y sobretensiones.
14. **Transformador:** La potencia eléctrica a la salida del generador generalmente es de baja tensión y debe convertirse a media tensión a través de un transformador para reducir las pérdidas de transmisión mediante la conexión a la red de distribución de media tensión. El transformador se instala en la góndola o en la base de la torre.
15. **Anemómetro:** Sirve para medir la velocidad del viento media, mínima y máxima, así como la cantidad de turbulencia que produce el viento en un sitio.
16. **La góndola:** Estructura que soporta la cubierta del aerogenerador

17. **Torre de soporte:** que es la parte del aerogenerador que soporta la góndola y el rotor. La torre permite que las palas estén a la altura más apropiada para obtener el máximo rendimiento posible
18. **Mecanismo actuador de orientación:** está activado por el controlador electrónico, la orientación del aerogenerador cambia según las condiciones del viento. La góndola se hace rotar sobre la parte superior de la torre con un sistema de control de orientación y rotación activo, constituido por actuadores eléctricos y los respectivos motorreductores (figura 2.7), para conseguir que el rotor esté siempre en una posición transversal a la dirección del viento.

5.1.5 Modelo de Viento

En un sistema de conversión de energía eólica es necesario modelar adecuadamente el comportamiento espacial y temporal del viento.

Es especialmente importante conocer como ráfagas (turbulencias) y cambios rápidos (rampas) afectaran el comportamiento dinámico de la maquina y su repercusión en la calidad de la energía entregada a la red.

En la figura 31, se presenta el modelo de viento utilizado, está conformado por cuatro componentes que proporcionan un modelo razonablemente flexible para el estudio de las perturbaciones debidas al viento en una red eléctrica de potencia. El modelo utiliza las siguientes señales: la velocidad promedio de la región (V_{base}), una rampa de viento (V_{rampa}), un cambio súbito en la velocidad del viento representado por una ráfaga (V_{rafaga}) y una variabilidad aleatoria en la velocidad del viento incorporada al modelo a través de un ruido (V_{ruido}).

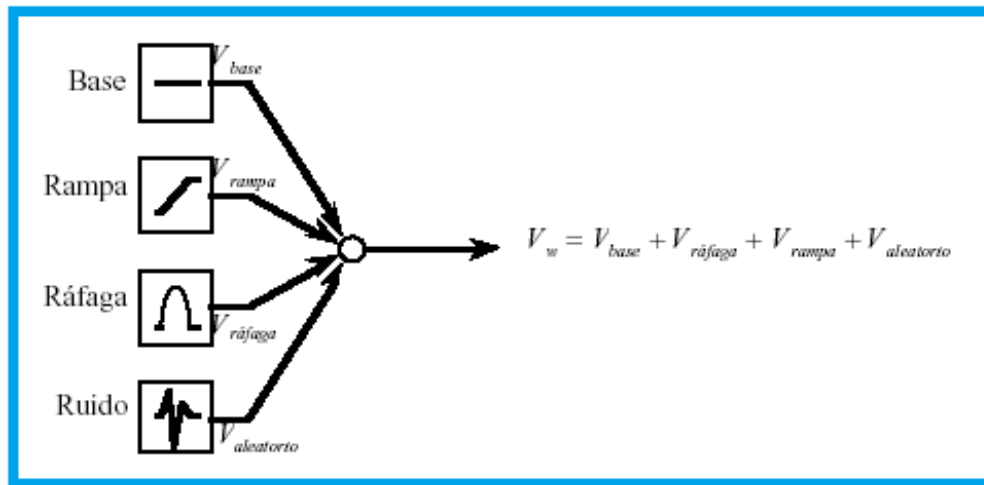
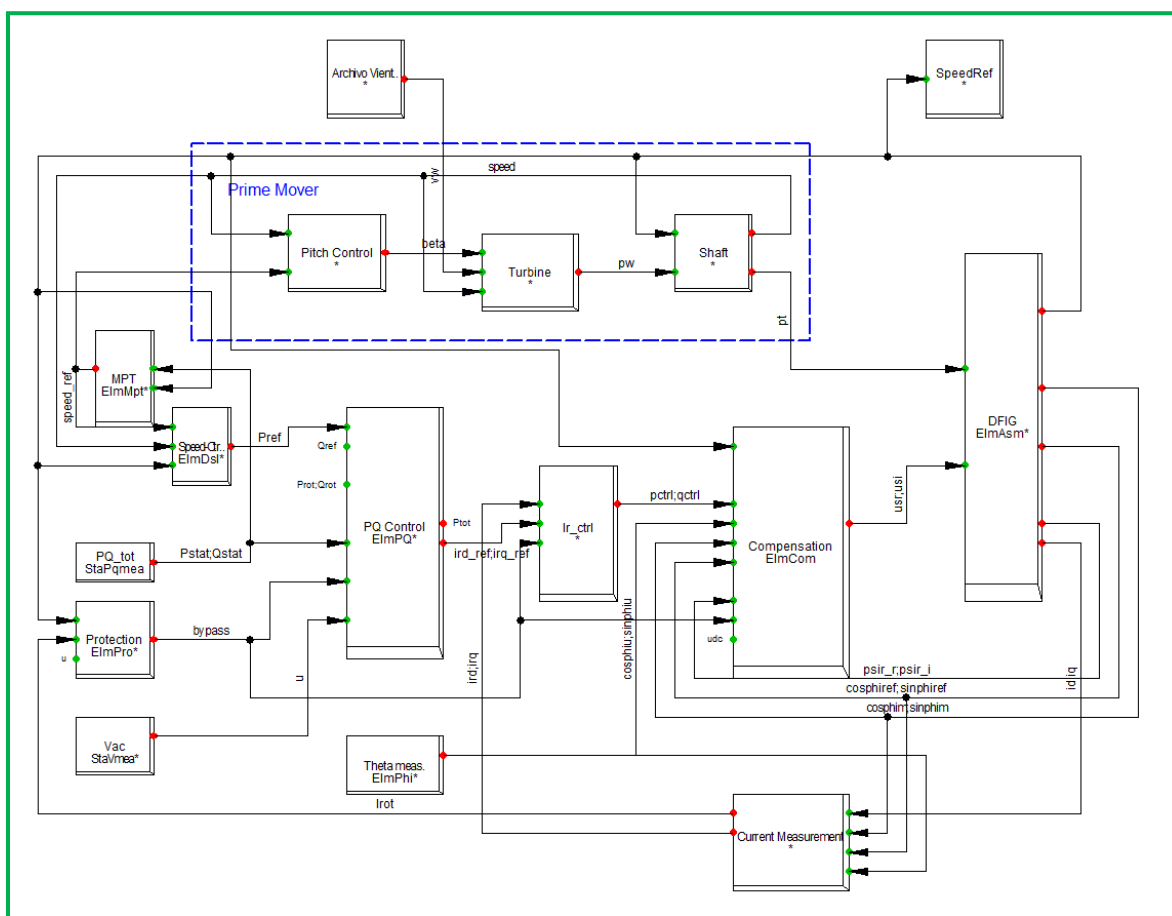


Figura 31 – Modelo de los vientos (Fuente: Internet)

5.2 Modelos de Aerogenerador en DigSILENT

El software DigSILENT permite modelar el comportamiento de los aerogeneradores con modelos desarrollados por los fabricantes, con modelos desarrollados por la IEEE o con modelos desarrollados por los usuarios, los cuales se encuentran en la librería de modelos y componentes de sistemas de potencia. El diagrama de bloques utilizado por el DigSILENT se muestra en la figura 32.



El modelo del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) utilizado en DigSILENT mostrado en la figura 33 es el concepto general de un generador de inducción doblemente alimentado, el cual extiende al generador común de inducción con un convertidor PWM del lado del rotor en serie con la impedancia del rotor Z_{rot} .

5.3 Criterios y Consideraciones Generales

En este acápite vamos a describir las consideraciones generales utilizadas para la preparación y ajuste del modelo en DigSILENT, así como el criterio para determinar la máxima penetración eólica en el SENI. El estudio se ha enfocado en los escenarios de generación y demanda del año 2013, considerando como base los despachos económicos previstos para entonces, los proyectos de generación eólica a considerar y las obras de transmisión del Plan de Expansión de la ETED.

Para determinar los niveles máximos de penetración de capacidad de generación eólica en la operación del SENI, que garantice la calidad del servicio, la seguridad del suministro y la estabilidad del sistema, haremos un estudio sobre las condiciones del SENI con el software DigSILENT, con el cual simularemos el comportamiento del SENI, mediante flujo de carga, cortocircuito y estabilidad, para diferentes escenarios de ingreso de generación eólica en demanda máxima y demanda mínima. Además analizaremos mediante un despacho por orden de mérito, el impacto provocado en la reserva de regulación de frecuencia, por el ingreso de la generación eólica en cada escenario de estudio. Con los resultados de los estudios y los criterios definidos se determina el nivel máximo de penetración eólica en el SENI.

5.3.1 Consideraciones generales sobre el estudio

A continuación se presentan las consideraciones generales sobre el estudio y los criterios para determinar la máxima penetración eólica:

- a) Para realizar el estudio y poder determinar en las condiciones actuales del SENI el nivel de penetración eólica minimizando las simulaciones, asumimos que todos los proyectos eólicos considerados estarían operativos en el 2013.
- b) Para simular el comportamiento de los parques eólicos se ha considerado que en los escenarios simulados los mismos están operando con un nivel de producción de tipo ALTA (100%), es decir cuando los parques están entregando su potencia máxima.
- c) Aunque puede resultar interesante analizar los problemas que la alta penetración de renovables (eólica) puede causar en el medio y largo plazo, no hemos realizado este tipo de análisis debido a que no se cuenta con información precisa para representar las condiciones operativas del futuro.

- d) Debido a las condiciones de la red y a la característica de la demanda, se consideraron cinco escenarios de generación para demanda mínima y cinco para demanda máxima, en los cuales se puede representar las condiciones más críticas durante la operación del SENI. No se realizaron estudios en demanda media debido a que en las condiciones actuales en esta demanda no se presentan elementos críticos en la operación del SENI.
- e) Los escenarios de generación se obtuvieron mediante un despacho por orden de mérito realizado con un modelo en Excel desarrollado por Organismo Coordinador para realizar el despacho semanal, que determina para demanda mínima y máxima la generación eólica que puede ser despachada sin comprometer la seguridad del sistema y los márgenes de regulación de frecuencia.
- f) El área de influencia para el estudio está representada por las zonas del SENI con ingreso de generación eólica como la mostrada en la figura 34.



Figura 34 – Ubicación de los Parques eólicos en el SENI

- g) No se realizan análisis de huecos de tensión debido a que el Reglamento para la Aplicación de la Ley 57-07 de Incentivos a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales establece en su artículo 70 la obligatoriedad de soportar huecos de tensión:

“Artículo 70.- Los productores de régimen especial están obligados a garantizar que sus instalaciones permanezcan operando interconectadas al SENI, aun en condiciones de huecos de tensión, con base en las normativas ELTRA (Dinamarca) o E.ON (Alemania) o FERC (Estados Unidos de América)”.

- h) El tipo de generador eólico representado en el modelo es el Generador Asíncrono Doblemente Alimentado (DFIG) por ser la tecnología que actualmente presenta las mayores perspectivas de ser instalada en el sistema eléctrico dominicano, ya que cumple con los requerimientos establecidos por la norma.
- i) Para evaluar uno de los criterios considerado para determinar la máxima penetración eólica del SENI, se utilizó el Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), utilizado por el Organismo Coordinador para la protección del SENI ante salidas bruscas de grandes bloques de generación. En la tabla 9 se muestra los escalones definidos por el EDAC.

Escalón	Ajuste de Frecuencia (Hz)	Total Carga Liberada (MW)	Total Carga Liberada (%)
1	59.2	90.5	5.9%
2	59.1	83.8	5.5%
3	59	120.1	7.9%
4	58.9	190.4	12.5%
5	58.8	96.4	6.3%
6	58.7	53.9	3.5%
Total		635.2	41.6%

Tabla 9. EDAC establecido por el OC-SENI en el 2010 (Fuente: OC-SENI)

5.3.2 Criterios para determinar la máxima penetración eólica

Los Criterios para determinar la máxima penetración eólica en el SENI son:

1. Reducción en la capacidad de reserva para regulación de frecuencia:

Con este criterio se evalúa hasta donde se puede reemplazar en el despacho por orden de mérito la capacidad de generación convencional por generación eólica, sin perder la capacidad de reserva de regulación de frecuencia. El límite de capacidad eólica despachada se obtiene cuando la reserva de regulación disponible en el despacho es menor al 3% de la demanda total del SENI exigido por el Reglamento para la aplicación de la Ley 125-01.

2. Variaciones bruscas de frecuencia, provocadas por la variación del recurso eólico:

Con este criterio se evalúa el impacto provocado por una variación brusca de la generación eólica, debido a la variabilidad aleatoria del viento, sobre la estabilidad de la frecuencia del sistema durante la operación en tiempo real. Este criterio es evaluado mediante simulaciones de estabilidad dinámica en DlgSILENT. En el modelo se simulan variaciones de viento de 4 m/s a 12 m/s, según la característica de la curva de potencia del aerogenerador Vestas V90 mostrado en la figura 35. El límite de penetración eólica por una variación brusca de la frecuencia, será igual a la cantidad total de generación eólica que provoca el disparo del EDAC para un nivel de reserva de regulación de 5% de la demanda total utilizada.

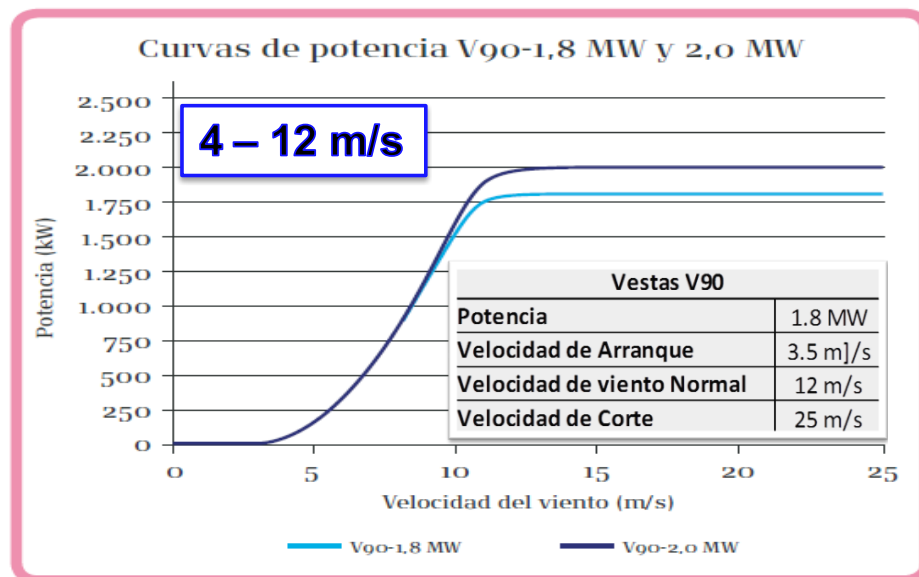


Figura 35 – Curva de Potencia del Generador Vestas V90 (Fuente: Internet)

3. Límite de capacidad de transferencia bajo contingencia N-1

Con este criterio se evalúa para cuales contingencias de red N-1, se producen congestiones de red que limitan la capacidad de transporte. El límite de penetración determinará cuál es la capacidad de generación que puede ser instalada en las zonas norte, este y sur de manera que la red cumpla con el criterio N-1.

5.3.3 Análisis de información disponible

5.3.3.1 Base de Datos utilizada

Para modelar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), se utilizó la base de datos que utiliza el Organismo Coordinador (OC) para realizar los estudios del sistema. A dicha base de datos se le han incluido los proyectos de líneas y subestaciones considerados en el documento “Plan de Expansión de Transmisión 2013-2020” de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED).

Para que el modelo represente la realidad actual del desarrollo de la energía renovable en República Dominicana, los parques eólicos considerados en la simulación, fueron tomados de proyectos de parques eólicos que cuentan con concesión definitiva aprobada por el poder ejecutivo.

5.3.3.2 Demanda y Generación prevista

La demanda considerada en este estudio corresponde a la demanda máxima y la demanda mínima para el 2013, contemplada en el informe de Largo Plazo de Enero 2012 – Diciembre 2015. En el estudio realizado la demanda máxima utilizada para el año 2013 fue de 1980 MW y la demanda mínima de 1400 MW. Los costos para realizar el despacho de generación considerado en este estudio, ha sido tomados de la Lista de Mérito del programa semanal definitivo, correspondiente a la semana de 1 al 7 de Diciembre 2012, emitido por el Organismo Coordinador del SENI, por considerar que los mismos estaban actualizados a la fecha de realización del estudio.

Los proyectos eólicos considerados en el estudio se presentan a continuación:

NOMBRE	UBICACION	CAPACIDAD (MW)
PARQUE EOLICO LOS COCOS	ZONA SUR	77
PARQUE QUILVIO CABRERA	ZONA SUR	8
PARQUE EOLICO MATAFONGO	ZONA SUR	60
PARQUE EOLICO GUANILLO-PECASA	ZONA NORTE	50
PARQUE EOLICO POSEIDOM	ZONA NORTE	100
PARQUE EOLICO JASPER	ZONA NORTE	110
PARQUE EOLICO GRANADILLO	ZONA NORTE	50
TOTAL CAPACIDAD EOLICA		455

Tabla 10. Proyectos Eólicos considerados

5.3.3.3 Obras de transmisión prevista

Las obras de transmisión consideradas para el estudio han sido tomadas del documento “Plan de Expansión de Transmisión 2013-2020” elaborado por la Empresa de transmisión Eléctrica Dominicana (ETED). Además se agregaron los elementos de potencia (las líneas, transformadores y subestaciones) relacionados con los Proyectos eólicos considerados en el estudio.

Dentro de las obras de transmisión más importantes que fueron incluidas en el modelo, se destacan las siguientes:

- ✧ Línea 138 kV Julio Sauri – Pizarrete
- ✧ Línea 138 kV Canabacoa – La Vega
- ✧ Línea 138 kV La Vega – Moca
- ✧ Línea 138 kV Moca – Salcedo
- ✧ Autotransformador 345 kV/138 kV Julio Sauri T2

5.3.4 Modelo y Herramienta de Simulación utilizada

Para realizar la modelación de los diferentes escenarios planteados y evaluar los tres criterios definidos, se utilizó un modelo actualizado con las características del SENI, que utiliza el Organismo Coordinador del SENI para la realización de los estudios del sistema. El software utilizado fue el DIgSILENT Power Factory versión 14.0.523 (**D**igital **S**imu**L**ation for **E**lectrical **N**e**T**work). Este programa que está basado en plataforma Windows, es una herramienta avanzada e integrada, para el análisis de sistemas eléctricos de potencia que combina confiabilidad y flexibilidad en el modelado de

elementos con el estado-del-arte en los algoritmos de solución, en conjunto con un concepto único de manejo de base de datos.

Las principales funciones del DIgSILENT son:

- ✧ Flujo de carga AC/DC y Flujo óptimo de potencia
- ✧ Análisis de cortocircuito IEC, VDE, y ANSI
- ✧ Análisis de fallas y eventos
- ✧ Reducciones de Red de estado estacionario y Análisis de valores propios
- ✧ Transitorios electromagnéticos
- ✧ Simulación dinámica de sistemas y de protecciones
- ✧ Análisis de armónicos y de confiabilidad
- ✧ Interfaz con sistemas SCADA
- ✧ Cálculo de parámetros de líneas aéreas y de parámetros de motores de inducción
- ✧ DPL (DIgSILENT Programming Language)

El software incluye una librería de modelos de componentes de sistemas de potencia, tales como generadores, motores, controladores, líneas, transformadores, capacitores (shunts), etc., y un lenguaje de simulación dinámica DSL (**D**igital **S**imulation **L**anguage), que es un lenguaje suministrado por el fabricante, para lograr que el usuario acceda a la modelación de elementos y a la interacción de los mismos con el modulo de análisis dinámico, como son por ejemplo los modelos velocidad de viento, los modelos mecánicos, los aerodinámicos y de control. Así el usuario puede crear sus propios bloques, que pueden ser tanto modificaciones de los modelos existentes o modelos completamente nuevos, y recopilarlos en la librería.

El Organismo Coordinador del SENI utiliza este programa para realizar los estudios eléctricos del SENI que sirven de soporte a la programación y al despacho en tiempo real. Además es utilizado para verificar los estudios realizados por los agentes para la interconexión de nuevas obras al sistema y para realizar estudios especiales sobre las condiciones operativas del SENI.

Además para el análisis del despacho se utilizó una herramienta en Excel desarrollada por el Organismo Coordinador para realizar el despacho por orden de merito, con la cual se evaluó el criterio de reducción en la capacidad de reserva de regulación de frecuencia.

5.3.5 Criterios para el Análisis de Simulaciones

5.3.5.1 Criterios para el Análisis de Flujo de Potencia

Se realizaron simulaciones de flujo de potencia para los diferentes escenarios previstos con la entrada en explotación de los proyectos eólicos en el 2013. Los resultados obtenidos son analizados haciendo comparaciones entre cada uno de los escenarios propuestos sobre el comportamiento de los flujos (potencia, y corriente) y los perfiles de tensión en cada uno de los elementos (líneas, transformadores, barras, etc.) adyacentes a los proyectos.

Para cada escenario simulado se realizó un análisis de flujo de cargas para:

- a) Condiciones de red “N”, en el cual se analizó el estado de los flujos y las tensiones para la condición normal (N) del SENI y se determinó la existencia de violaciones de tensión o sobrecarga en los elementos de la red. El criterio acepta tensiones de 0.95 pu a 1.05 pu y sobrecarga de hasta el 10% de la capacidad nominal de líneas y transformadores.
- b) Condiciones de red “N-1”, en el cual se analizó el estado de los flujos y las tensiones para la condición N-1 del SENI, para determinar las violaciones que se producen en las tensiones y en los elementos de la red que provoquen congestión (FlowGate). El criterio acepta sobrecarga de hasta el 10% de la capacidad nominal de la línea.

En aquellos casos en los que la incorporación de la generación eólica provoque que este criterio sea violado en alguna zona del país, se limitará la máxima generación eólica en esa zona de modo de no empeorar las condiciones del sistema previstas para el horizonte de estudio, imponiéndole un límite a la misma.

5.3.5.2 Criterios para el Análisis de Cortocircuitos

El criterio utilizado para el análisis de cortocircuito considera la ocurrencia en todos los casos, de un cortocircuito trifásico franco en todas las subestaciones del SENI, despejándose el cortocircuito a los 150 ms.

Mediante el análisis de los resultados del cortocircuito se evalúa la variación de la corriente de cortocircuito que resulta de comparar el Caso Base (caso actual donde las capacidades interruptivas de los equipos no son violadas) con los demás casos tanto para demanda máxima como para demanda mínima. Si las variaciones encontradas son de gran magnitud se procede a evaluar si existe una violación en la capacidad

interruptiva de los equipos que están en la zona de influencia de los parques eólicos. El límite de capacidad de generación eólica se determina cuando por la potencia eólica instalada se excede la capacidad interruptiva de cualquier equipo del SENI.

5.3.5.3 Criterios para el Análisis de Estabilidad

El criterio utilizado para el análisis de estabilidad verifica que no existen pérdidas de sincronismo de los grupos conectados y no se presentan problemas de oscilaciones zonales. El análisis ante falla N-1 establece límites de capacidad de generación eólica por zonas, dependiendo de las congestiones o Flowgates ocurridas.

El análisis de las variaciones bruscas de la frecuencia por variaciones de la velocidad del viento de 12 m/s a 4 m/s, establece un límite a la capacidad de generación eólica cuando estas variaciones provocan el disparo del primer escalón del **Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)**

5.3.5.4 Modelado del Parque Eólico

El comportamiento de un parque eólico puede reproducirse simulando todos sus aerogeneradores y líneas internas. Sin embargo la representación de todos los aerogeneradores de un sistema eléctrico incrementa considerablemente el tamaño del modelo y puede obligar a calcular un número excesivo de ecuaciones. Por ejemplo, la simulación de un parque eólico con 50 turbinas supondría manejar alrededor de 250 variables de estado.

Este tamaño puede ser adecuado para estudiar el comportamiento de un parque eólico específico, pero resulta inadecuado si queremos representar un sistema eléctrico con numerosos parques.

Para reducir el tamaño del modelo, es posible representar mediante un único modelo de turbina varios generadores que reciban un viento similar. Este modelo mostrado en la figura 36, recibe el nombre de “agregación de turbinas”.

La turbina eólica que simula a un grupo de aerogeneradores mantiene los mismos parámetros eléctricos y mecánicos por unidad, pero su potencia nominal es la suma de las potencias nominales de todas las turbinas agregadas.

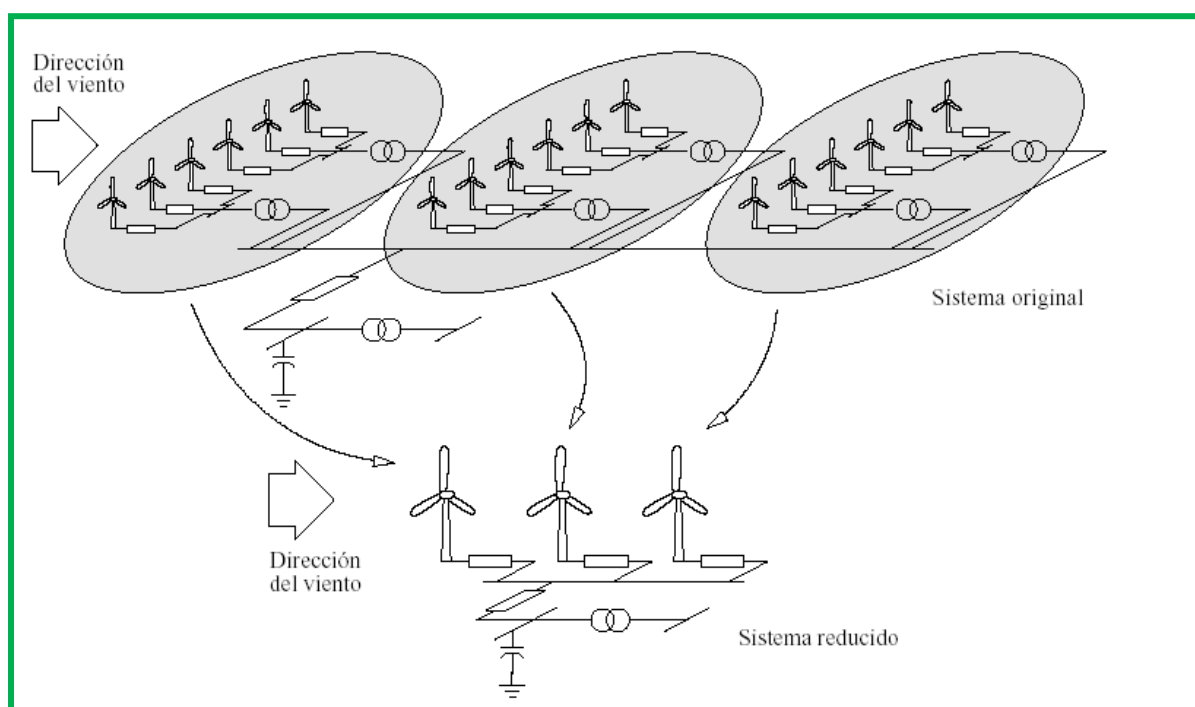


Figura 36 – Ejemplo de agregación de turbinas de un parque eólico (Fuente: Internet)

Para este estudio, consideramos que los aerogeneradores están agrupados en un único aerogenerador equivalente y que reciben un viento similar. En la tabla 10 se presenta los grupos considerados.

NOMBRE	UBICACION	GRUPOS	CAPACIDAD (MW)
PARQUE EOLICO LOS COCOS	ZONA SUR	40	77
PARQUE QUILVIO CABRERA	ZONA SUR	5	8
PARQUE EOLICO MATAFONGO	ZONA SUR	35	60
PARQUE EOLICO GUANILLO-PECASA	ZONA NORTE	25	50
PARQUE EOLICO POSEIDOM	ZONA NORTE	50	100
PARQUE EOLICO JASPER	ZONA NORTE	55	110
PARQUE EOLICO GRANADILLO	ZONA NORTE	23	50
TOTAL CAPACIDAD EOLICA			455

Tabla 11. Grupos considerados por proyecto eólico

5.4 Análisis de los Escenarios de Simulación

Para definir los escenarios de simulación en el programa DIgSILENT, se crearon diez (10) casos de estudio, en los cuales la generación utilizada fue obtenida del resultado

de un despacho por orden de mérito. Se crearon cinco casos en demanda mínima y cinco casos en demanda máxima, conformados como sigue:

Para Demanda Mínima (1400 MW):

Caso 1:

Es el escenario en el modelo DIgSILENT que corresponde al Caso Base, en el cual se representa las condiciones actuales del SENI para el 2013 e incluye el despacho de los parques eólicos existentes, Los Cocos (77 MW) y Quilvio Cabrera (8 MW), para una capacidad eólica total de 85 MW.

Caso 2:

Es el escenario en el modelo DIgSILENT que incluye además de la generación eólica del Caso 1 las nuevas centrales eólicas Matafongo (60 MW) y Guanillo (50 MW) para una capacidad eólica total de 195 MW.

Caso 3:

Es el escenario en el modelo DIgSILENT que incluye además de las centrales eólicas del Caso 2 la nueva central eólica Poseidom (100 MW) para una potencia eólica total de 295 MW

Caso 4:

Es el escenario en el modelo DIgSILENT, que además de las centrales eólicas consideradas en el Caso 3, incluye la nueva central eólica Jasper (110 MW) para una potencia eólica total de 405 MW.

Caso 5:

Es el escenario en el modelo DIgSILENT, que además de las centrales eólicas consideradas en el Caso 4, incluye la nueva central eólica Granadillo (50 MW) para una potencia eólica total de 455 MW.

Para demanda Máxima (1980 MW):

En demanda máxima se crearon cinco escenarios en el modelo DIgSILENT representados por los casos 6 al 10, en los cuales la generación eólica considerada para cada caso se corresponde con la generación de los casos similares en demanda mínima (Caso1 = Caso 6, Caso 2 = Caso 7, etc.).

5.4.1 Análisis en Demanda Máxima

5.4.1.1 Caso Base

En demanda máxima el Caso Base se corresponde con el escenario en el modelo DIgSILENT para el Caso 6, en el cual se simula el SENI para las condiciones actuales con los parques eólicos Los Cocos y Quilvio Cabrera.

5.4.1.2 Análisis de Tensión y Flujo de Carga

Para determinar el efecto de las generaciones eólicas en el SENI se realizan corridas de flujo de potencia en el software DIgSILENT. El objetivo es determinar el efecto que la generación eólica provoca en los voltajes de las subestaciones del SENI y las sobrecargas de elementos como líneas y transformadores. Además, las corridas de flujo de potencia también se simulan bajo restricciones N-1 para determinar que una contingencia en una de las líneas no provoca congestión en las demás líneas. En la figura 37 se presenta el comportamiento de los voltajes en las zonas de influencia de los proyectos eólicos considerados. La figura muestra el comportamiento para los cinco casos de demanda máxima (representados como average of 6 a 10). En la figura se observa que solo para los casos 8,9 y 10 existen voltajes por debajo del mínimo establecido por la norma (0.95 pu), los cuales se deben al ingreso de nueva generación eólica. Esto no puede ser considerado como una limitante del ingreso de potencia eólica debido a que esta restricción puede ocurrir con la entrada de generación convencional y la misma se resuelve con la instalación de bancos de capacitores estáticos o de Static Var Compensator (SVC) o con otro tipo de tecnología de electrónica de potencia.

En la tabla 12 se muestra los resultados de la corrida de flujos. En los datos se observa que no existe sobrecarga en ninguno de los enlaces principales, salvo en el caso de la línea Palamara – Valdesia 138 kV, el cual no es debido a la entrada de la generación eólica como puede verse en el caso base o actual (Caso 6) en el cual existe sobrecarga para las condiciones actuales de la red.

El análisis de las contingencias N-1 lo hicimos a partir de la capacidad máxima de transferencia a través de los principales enlaces de la red troncal del SENI definido por el Organismo Coordinador, el cual corresponde a la máxima capacidad de transporte por dichos enlaces, considerando que la pérdida de cualquiera de sus elementos no provoca la sobrecarga en los demás, lo que se conoce como FlowGate o Cortes.

El FlowGate puede verse como un elemento limitante (Punto Crítico) el cual es provocado cuando la salida de un circuito o enlace provoque la sobrecarga o

congestión en uno de los elementos restantes del sistema. Se le llama también corte porque corta varios circuitos de la red, como se muestra en figura 38.

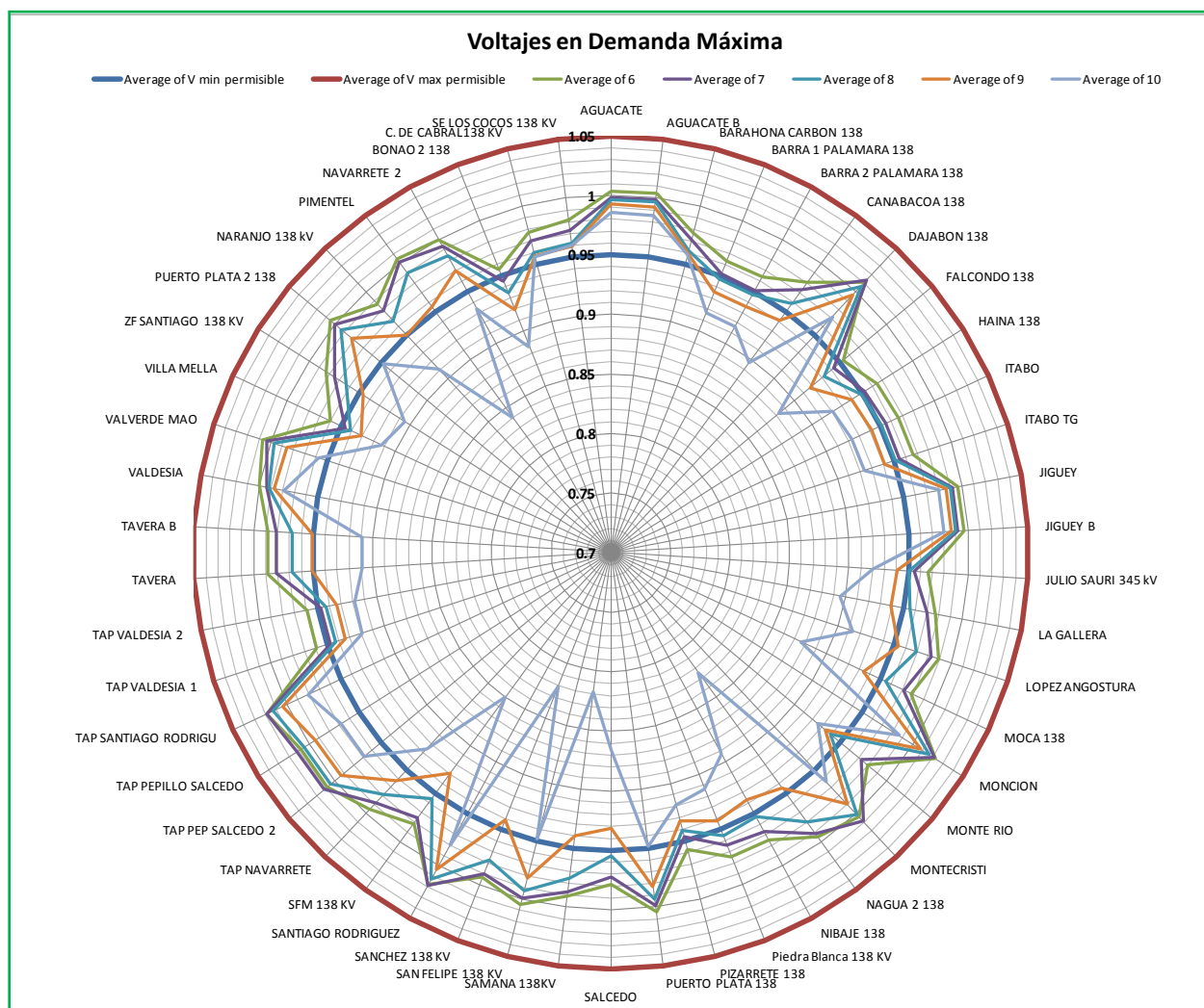


Figura 37 – Comportamiento de los voltajes Demanda Máxima

RESULTADOS CORRIDA DE FLUJO EN DEMANDA MAXIMA													
ZONA	NOMBRE CIRCUITO	TENSION NOMINAL (KV)	CORRIENTE NOM	CASO 6		CASO 7		CASO 8		CASO 9		CASO 10	
				I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%
ZONA SUR	PIZARRETE - JULIO SAURI L1	138	663	243	37%	340	51%	262	39%	248	37%	244	37%
	PIZARRETE - JULIO SAURI L2	138	663	243	37%	340	51%	262	39%	248	37%	244	37%
	PALAMARA - VALDESIA	138	400	446	111%	493	123%	467	117%	474	118%	486	121%
	PALAMARA - PIZARRETE	138	568	144	25%	216	38%	168	30%	169	30%	168	30%
	MATAFONGO - PIZARRETE	138	568	215	38%	437	77%	343	60%	335	59%	339	60%
	KM 15 DE AZUA - PIZARRETE	138	568	285	50%	373	66%	250	44%	238	42%	238	42%
	KM 15 DE AZUA - CRUCE DE CABRAL	138	568	342	60%	360	63%	364	64%	345	61%	347	61%
ZONA NORTE	GUANILLO - NAVARRETE	138	663	34	5%	125	19%	126	19%	128	19%	258	39%
	VALVERDE MAO - NAVARRETE	138	663	53	8%	107	16%	111	17%	120	18%	209	31%
	PUERTO PLATA 2 - NAVARRETE	138	1326	68	5%	119	9%	95	7%	269	20%	227	17%
	NAVARRETE - EL NARANJO	138	1326	82	6%	70	5%	191	14%	366	28%	413	31%
	PUERTO PLATA 2 - EL NARANJO	138	1326	135	10%	167	13%	337	25%	512	39%	685	52%
	EL NARANJO - ZF SANTIAGO L1	138	1326	342	26%	405	31%	506	38%	589	44%	702	53%
	EL NARANJO - ZF SANTIAGO L2	138	1326	3	0%	3	0%	3	0%	3	0%	3	0%
	CANABACOA - BONAO II L1	138	568	59	10%	61	11%	53	9%	65	11%	55	10%
	CANABACOA - BONAO II L2	138	568	76	13%	78	14%	68	12%	74	13%	58	10%
	BONAO II - PALAMARA L1	138	568	166	29%	176	31%	161	28%	139	24%	173	30%
	BONAO II - PALAMARA L2	138	568	166	29%	176	31%	161	28%	139	24%	173	30%
	CANABACOA - PIEDRA BLANCA	138	1326	95	7%	94	7%	69	5%	42	3%	66	5%
	EL NARANJO - JULIO SAURI	345	800	177	22%	169	21%	105	13%	56	7%	94	12%

Tabla 12. Resultados corrida de flujos en demanda máxima

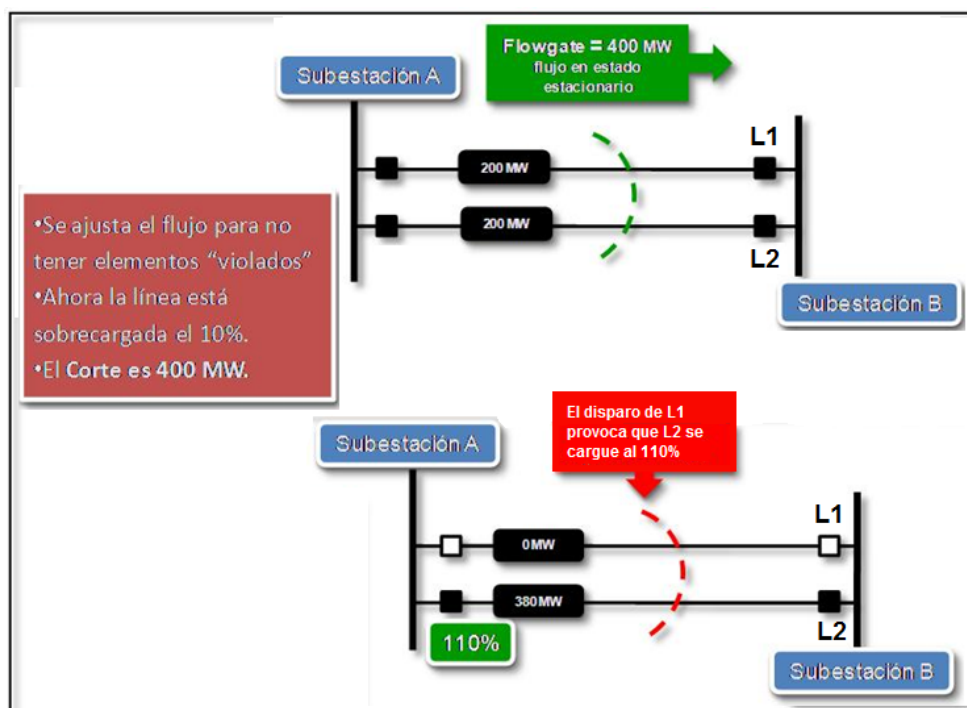


Figura 38 – Representación del FlowGate o Cortes (Fuente: OC-SENI)

En la tabla 13 se muestra los resultados de los flujos de carga resultantes de las contingencias N-1 para el conjunto de líneas definidas por el OC-SENI como FlowGates, las cuales están en las zonas de influencia de los parques eólicos considerados en este estudio.

En el grupo 1 se observa que para el caso 10 que considera la máxima demanda y todos los parques eólicos en operación, la capacidad de transferencia permite instalar 51 MW adicionales antes de activarse el Flowgate. En el grupo 2 se observa que tanto para demanda mínima (casos 1-5) como para demanda máxima (casos 6-10), mientras más aumenta la generación eólica en cada caso más disminuye el flujo esa zona. Esta es la zona con mayor posibilidad de aumento de capacidad eólica sin violar los límites del Flowgate.

Los grupos 3 y 4 presentan un comportamiento similar, al permitir el ingreso de 128 MW en el grupo 3 y de 120 MW en el grupo 4. En el grupo 5 se observa que para los caso 2 y 3 en demanda mínima, los flujos están sobre el 80% del Flowgate (color amarillo) y en el caso 7 (color rojo) en demanda máxima se activa el Flowgate provocando una congestión de 16 MW. Esto implica que para instalar más eólica en esta zona es necesario construir más líneas o reforzar los enlaces existentes.

FLOWGATES													
	LINEAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CORTES (FLOW GATES)	ZONA
1	ZMONCE_ZVMAOE-L1	3	12	12	12	31	30	46	46	46	66	MONCION - MAO + GUANILLO MONTECRISTY + GUANILLO NAVARRETE	NORTE
	ZEPECE_ZXCE1E-L1	9	26	26	26	54	4	30	30	30	58		
	FLUJO:	12	38	38	38	85	34	76	76	76	124	Fmax (110%) ⇒	175
2	ZXJS1D_ZXPB1D-L1	150	160	115	55	0	103	97	59	21	19	JULIO SAURI - EL NARANJO + PALAMARA - PIEDRA BLANCA + PALAMARA - BONAOL1 Y L2	NORTE
	ZBON2E_ZPALAE-L1	62	67	59	47	34	38	39	36	30	36		
	ZBON2E_ZPALAE-L2	62	67	59	47	34	38	39	36	30	36		
	ZXJS2D_ZXPB2E-L1	37	41	32	19	5	22	21	16	9	11		
	FLUJO:	311	335	265	168	73	201	196	147	90	102	Fmax (110%) ⇒	582
3	ZXGUAF_ZXIAMF-L1	4	5	7	13	14	7	9	15	21	23	NAVARRETE 2-EL NARANJO + PUERTO PLATA 2 - EL NARANJO + PUERTO PLATA 2-NAVARRETE 69 KV + PLAYA DORADA - CANABACOA	NORTE
	ZPDORF_ZXPGAF-L1	1	3	5	12	13	2	0	10	18	22		
	ZNARAE_ZNAV2E-L1	25	9	43	85	121	9	28	74	115	148		
	ZNARAE_ZXNAVE-L1	10	5	29	71	80	11	3	43	83	90		
	FLUJO:	40	22	84	181	228	29	40	142	237	283	Fmax (110%) ⇒	411
4	ZPALAE_ZVALDE-L1	1	9	10	10	11	106	116	110	111	110	PALAMARA - VALDESIA +PALAMARA PIZARRETE + JULIO SAURI PIZARRETE L1 Y L2	SUR
	ZJSA1E_ZPIZAE-L1	17	35	35	33	30	52	73	55	54	52		
	ZJSA1E_ZPIZAE-L2	17	35	35	33	30	52	73	55	54	52		
	ZPALAE_ZXVA1E-L1	8	21	23	24	25	31	46	35	37	36		
	FLUJO:	43	100	103	100	96	241	308	255	256	250	Fmax (110%) ⇒	370
5	ZPIZAE_ZXMT1K-L1	47	59	60	59	57	64	83	53	53	51	PIZARRETE - KM15 DE AZUA + PIZARRETE - MATAFONGO	SUR
	ZPIZAE_ZXMT3K-L1	35	80	81	79	78	48	97	75	75	73		
	FLUJO:	82	139	141	138	135	112	180	128	128	124	Fmax (110%) ⇒	154.16

Tabla 13. Resultados Contingencias N-1

5.4.1.3 Análisis de Cortocircuito

Del análisis de los resultados de las simulaciones de Cortocircuito mostrado en la tabla 14 y 15 para demanda máxima, podemos concluir que si comparamos el caso 6 (caso base, en el cual las capacidades interruptivas no son violadas) con los demás casos, observamos que la corriente de cortocircuito se mantiene prácticamente invariable cuando se aumenta la capacidad de generación eólica, resultando en una variación entre el caso 6 y el caso 10 de 2.72 kA. Este comportamiento se debe a que la entrada de nueva generación eólica desplaza la generación de tecnología convencional y cuando se produce un cortocircuito los generadores doblemente alimentados DFIG se desconectan de la red para proteger el convertidor.

NOMBRE	ZONA	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
		Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A
		kA	kA	kA	kA	kA
WSALCE	NORDESTE	5.49	5.50	5.43	5.25	4.99
WSAMAE	NORDESTE	0.89	0.89	0.88	0.85	0.82
WSANCE	NORDESTE	1.23	1.23	1.22	1.17	1.10
WSFMAE	NORDESTE	5.98	5.97	5.82	5.43	4.95
WDAJAE	NOROESTE	2.16	2.40	2.42	2.43	2.64
WMONCE	NOROESTE	4.09	4.31	4.37	4.41	4.54
WMONTE	NOROESTE	2.31	2.78	2.81	2.82	3.32
WNAV2E	NOROESTE	6.34	6.61	6.93	7.16	7.22
WPSALE	NOROESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
WSRODE	NOROESTE	2.25	2.39	2.41	2.42	2.52
WVMAOE	NOROESTE	3.61	3.74	3.81	3.86	3.91
WVVASE	NOROESTE	1.73	1.99	2.00	2.01	2.26
WXPS2E	NOROESTE	2.11	2.41	2.43	2.44	2.72
WXPSAE	NOROESTE	2.11	2.41	2.43	2.44	2.72
WXSROE	NOROESTE	2.30	2.44	2.46	2.48	2.58
WBO21E	PALA-CANAB	8.69	8.64	8.63	8.58	8.50
WEPECE	PALA-CANAB	2.36	3.05	3.07	3.09	3.39
WFALCE	PALA-CANAB	7.67	7.63	7.62	7.59	7.52
WGNLLOCE	PALA-CANAB	2.26	2.71	2.73	2.75	3.24
WJSPERE	PALA-CANAB	5.81	5.92	6.91	8.37	8.36
WLANGE	PALA-CANAB	7.28	7.31	7.33	7.32	7.22
WLVEGE	PALA-CANAB	3.77	3.75	3.51	3.42	3.29
WPSDOM	PALA-CANAB	5.67	5.77	7.18	8.03	8.02
WTAVBE	PALA-CANAB	9.82	9.88	9.92	9.91	9.72
WTAVEE	PALA-CANAB	9.82	9.88	9.92	9.91	9.72
WAHONE	PALA-ITABO	13.44	13.20	13.18	12.94	13.00
WITABE	PALA-ITABO	24.22	23.76	23.68	23.38	23.39
WITAGE	PALA-ITABO	23.87	23.42	23.34	23.06	23.06
WPAL1E	PALA-ITABO	19.91	19.58	19.50	19.08	19.16
WVMELE	PALA-ITABO	10.76	10.59	10.57	10.48	10.49
WAGUAE	SUR	8.21	8.24	8.19	8.17	8.17
WAGUBE	SUR	8.21	8.24	8.19	8.17	8.17
WBCARE	SUR	4.42	4.46	4.29	4.24	4.24
WGUANE	SUR	2.10	2.10	2.08	2.08	2.08
WJIGBE	SUR	8.89	8.95	8.88	8.85	8.85
WJIGUE	SUR	8.89	8.95	8.88	8.85	8.85
WKQAZE	SUR	6.62	6.59	5.73	5.70	5.70
WLCOCE	SUR	4.33	4.44	4.32	4.21	4.21
WMRIOE	SUR	6.54	6.13	4.74	4.72	4.72
WMTFOE	SUR	4.56	5.19	5.04	5.03	5.03
WPALOE	SUR	2.18	2.18	2.16	2.16	2.16
WPIZAE	SUR	11.02	11.41	11.09	11.04	11.04
WVALDE	SUR	7.96	7.97	7.94	7.91	7.91
WXVA1E	SUR	6.39	6.46	6.39	6.37	6.37

Tabla 14. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda máxima

NOMBRE	ZONA	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
		Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A
		kA	kA	kA	kA	kA
WCANAE	CANAB-PPLATA	13.47	13.60	13.68	13.66	13.24
WPP21E	CANAB-PPLATA	8.03	8.24	10.00	11.70	11.70
WPPLAE	CANAB-PPLATA	7.69	7.89	9.73	11.57	11.57
WSFELE	CANAB-PPLATA	8.09	8.31	10.14	11.94	11.94
WXNAVE	CANAB-PPLATA	5.64	5.72	6.01	6.22	6.20
WZSA1E	CANAB-PPLATA	10.61	10.73	10.92	11.01	10.81
WAAINE	ESTE	14.70	13.75	13.73	13.65	13.66
WAANDE	ESTE	13.88	13.35	13.34	13.29	13.30
WBCHIE	ESTE	9.02	8.61	8.61	8.57	8.57
WCEMEE	ESTE	12.77	11.05	11.04	10.99	11.00
WESEIE	ESTE	1.06	1.05	1.05	1.05	1.05
WHGMOE	ESTE	15.94	13.35	13.33	13.26	13.27
WHIGUE	ESTE	1.80	1.76	1.76	1.76	1.76
WHNS1E	ESTE	21.60	20.51	20.46	20.20	20.23
WJDOL	ESTE	7.16	6.68	6.68	6.66	6.66
WLORIE	ESTE	12.64	10.82	10.81	10.77	10.77
WLROME	ESTE	4.28	4.06	4.06	4.05	4.05
WSESTE	ESTE	12.14	10.67	10.66	10.62	10.62
WSPM2E	ESTE	16.08	13.45	13.44	13.36	13.37
WSPMAE	ESTE	10.61	9.31	9.30	9.27	9.27
WSPMBE	ESTE	10.61	9.31	9.30	9.27	9.27
WJSA1E	Expansión 345 kV	19.94	19.82	19.75	19.55	19.53
WNAR1E	Expansión 345 kV	14.79	15.11	15.68	16.04	15.75
WPBLAE	Expansión 345 kV	4.32	4.31	4.31	4.30	4.29
WQUISE	Expansión 345 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
WCNPEE	HAINAMOSA	18.69	18.19	18.14	17.95	17.97
WEBRIE	HAINAMOSA	9.81	9.61	9.60	9.55	9.55
WLM15E	HAINAMOSA	22.71	21.76	21.70	21.41	21.44
WLM16E	HAINAMOSA	22.86	21.90	21.84	21.54	21.58
WLMINE	HAINAMOSA	23.42	22.41	22.35	22.04	22.07
WTIM2E	HAINAMOSA	21.46	20.69	20.64	20.39	20.41
WVDU1E	HAINAMOSA	20.15	19.41	19.36	19.13	19.16
WEMBAE	ITABO-HAINA	14.30	14.08	14.06	13.95	13.96
WHAIN	ITABO-HAINA	22.36	21.94	21.87	21.62	21.63
WHERRE	ITABO-HAINA	11.35	11.23	11.21	11.14	11.14
WLPRAE	ITABO-HAINA	12.40	12.25	12.23	12.15	12.15
WMATAE	ITABO-HAINA	17.62	17.28	17.24	17.08	17.09
WMETAE	ITABO-HAINA	16.56	16.26	16.22	16.08	16.09
WMETRE	ITABO-HAINA	13.39	13.13	13.11	13.01	13.02
WPARAE	ITABO-HAINA	9.49	9.36	9.35	9.30	9.30
WUASDE	ITABO-HAINA	18.00	17.59	17.55	17.38	17.39
WMOCAE	NORDESTE	6.22	6.23	6.18	6.05	5.81
WNAG2E	NORDESTE	2.22	2.22	2.21	2.03	1.83
WPIMEE	NORDESTE	6.23	6.23	6.13	4.93	3.88

Tabla 15. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda máxima

5.4.1.4 Análisis de Estabilidad

La inercia de los sistemas de potencia se ve disminuida cuando aumenta la generación por turbinas eólicas. Esto es debido a la menor cantidad de generadores síncronos directamente conectados a la red, los cuales son desplazados por la generación eólica.

Para realizar nuestro análisis hemos utilizado un modelo de viento en DigSILENT para provocar una disminución del viento de 12 m/s a 4 m/s durante la operación de los parque, lo que ocasiona una reducción en la potencia de los aerogeneradores y por consiguiente un desbalance entre la generación y la demanda que se traduce en una caída de la frecuencia.

Los resultados de estabilidad para demanda máxima muestran que en el caso 7 (195 MW) las variaciones provocadas por el viento provocan una variación en la frecuencia del SENI de 59.284 Hz que llega hasta el límite de disparo del primer escalón del **Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC)** de 59.2 Hz y en el caso 8 (305 MW) dichas variaciones provocan que se active el primer escalón de frecuencia con 59.183 Hz, como se muestra en las figuras 39 y 40.

Luego el límite de penetración eólica por estabilidad para demanda máxima corresponde a la capacidad de generación eólica instalada para el caso 7 la cual es de 195 MW. En el anexo se presentan los gráficos de tensión, ángulos de generadores, centrales que regulan frecuencia y el aporte de potencia activa y reactiva de las centrales eólicas para los demás casos estudiados.

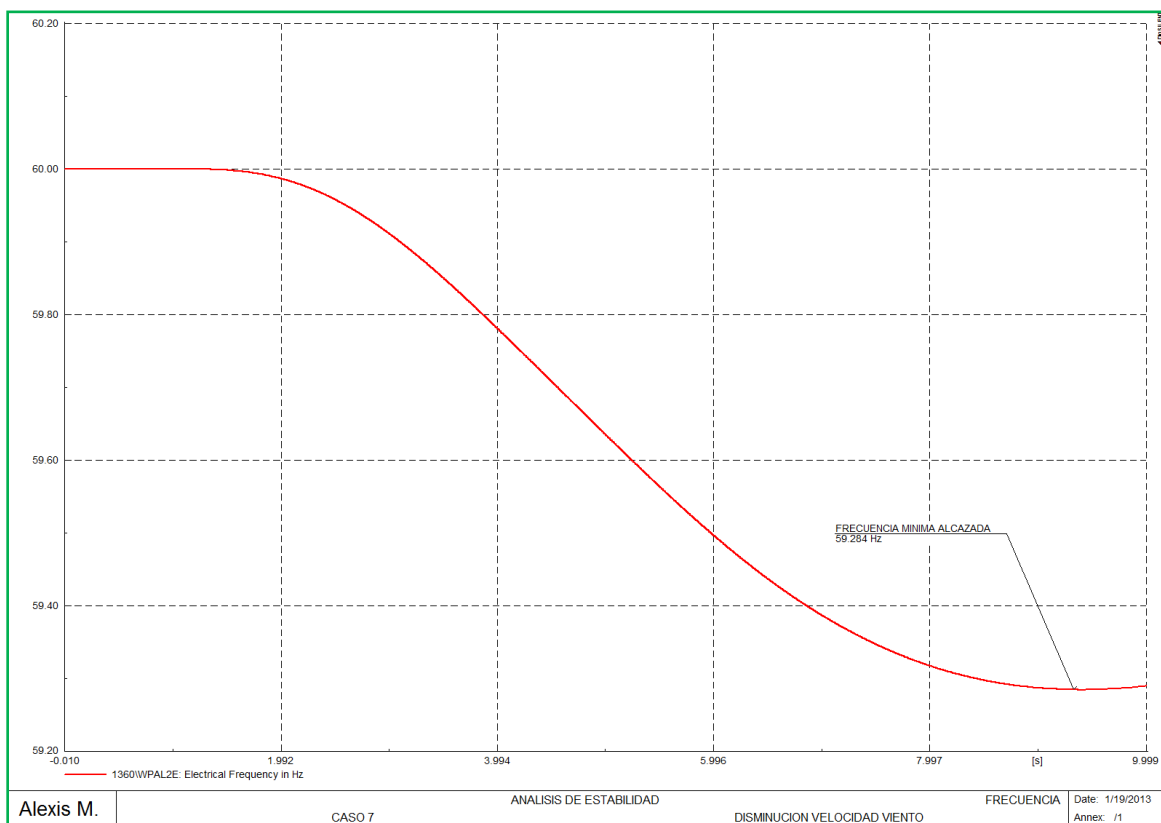


Figura 39 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 7

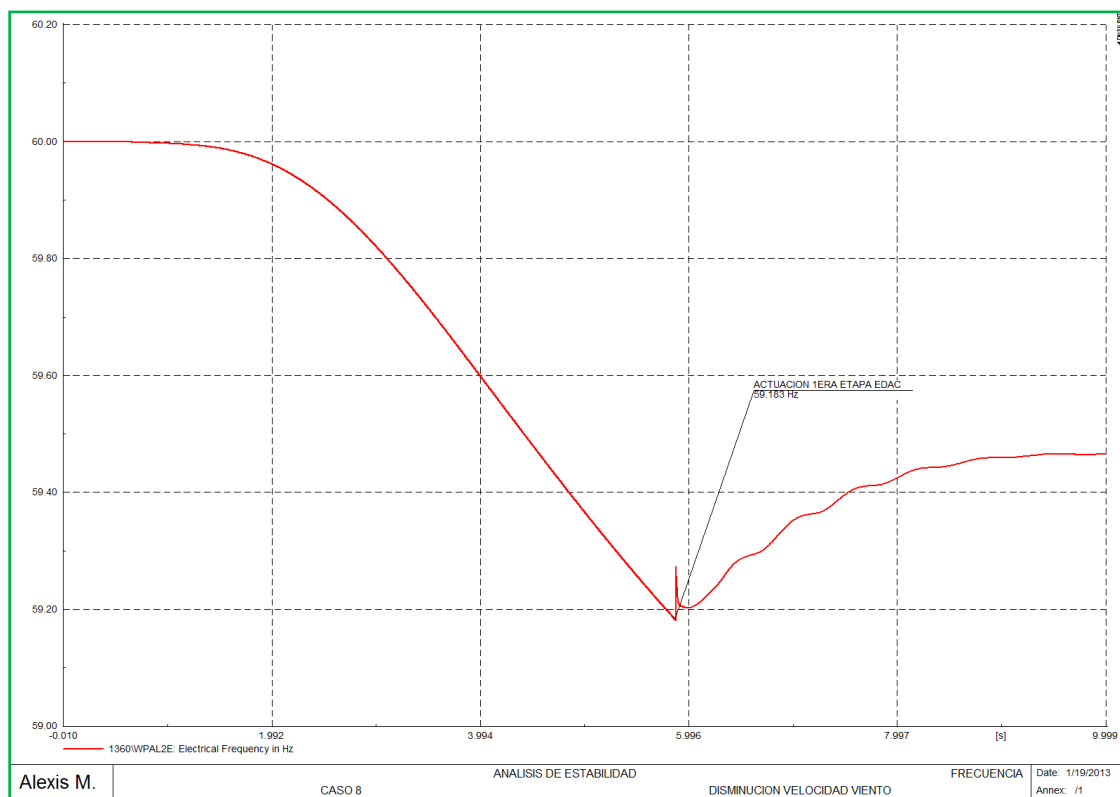


Figura 40 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 8

5.4.2 Demanda Mínima

5.4.2.1 Caso Base

En demanda mínima el Caso Base está formado por las condiciones actuales del SENI incluyendo las centrales eólicas Los Cocos y Quilvio Cabrera y la generación convencional disponible. En este caso no se considera ningún proyecto eólico nuevo. Para nuestro estudio el Caso Base corresponde al Caso 1 de simulación, a partir del cual se crearon los casos 2 al 5 como se explica en la sección 5.4.

5.4.2.2 Análisis de Tensión y Flujo de Carga

Para determinar el efecto de la generación eólica en el SENI se realizaron corridas de flujo de potencia con el software DIgSILENT. El objetivo es determinar el efecto que la generación eólica provoca en los voltajes de las subestaciones y las sobrecargas de las líneas y transformadores del SENI. Además, las corridas de flujo de potencia también se simulan bajo restricciones N-1 de líneas de transmisión.

En la figura 41 se presenta el comportamiento de los voltajes en las zonas de influencia de los proyectos eólicos considerados. La figura muestra el comportamiento para los cinco casos (average of 1 a 5) y en la misma se observa que existen ocho (8) barras con voltajes por debajo del mínimo establecido por la norma de 0.95 pu, de las cuales en cinco barras (5) las violaciones de voltaje se deben al ingreso de nueva generación eólica en los casos 3,4 y 5 y tres barras (3) con violaciones de voltajes que no se deben al ingreso de nueva generación eólica, ya que en todos los casos se presentan tensiones por debajo de la norma.

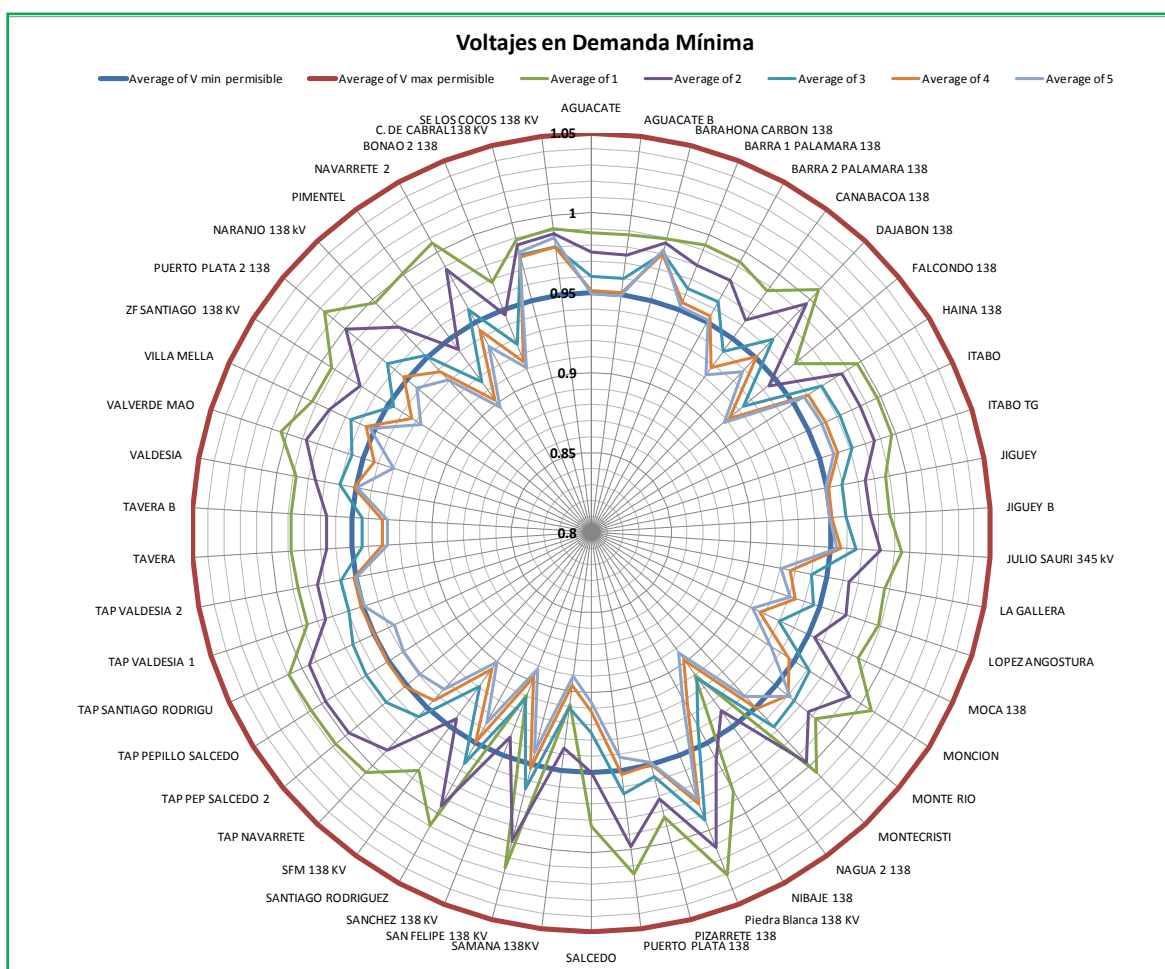


Figura 41 – Comportamiento de los voltajes Demanda Mínima

RESULTADOS CORRIDA DE FLUJO EN DEMANDA MINIMA													
ZONA	NOMBRE CIRCUITO	TENSION NOMINAL (KV)	CORRIENTE NOM	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4		CASO 5	
				I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%	I (A)	%
ZONA SUR	PIZARRETE - JULIO SAURI L1	138	663	98	15%	168	25%	164	25%	158	24%	147	22%
	PIZARRETE - JULIO SAURI L2	138	663	98	15%	168	25%	164	25%	158	24%	147	22%
	PALAMARA - VALDESIA	138	400	25	6%	49	12%	51	13%	54	14%	53	13%
	PALAMARA - PIZARRETE	138	568	50	9%	104	18%	109	19%	115	20%	114	20%
	MATAFONGO - PIZARRETE	138	568	156	27%	349	61%	352	62%	354	62%	350	62%
	KM 15 DE AZUA - PIZARRETE	138	568	210	37%	264	46%	264	47%	265	47%	255	45%
	KM 15 DE AZUA - CRUCE DE CABRAL	138	568	400	70%	398	70%	398	70%	398	70%	380	67%
ZONA NORTE	GUANILLO - NAVARRETE	138	663	44	7%	108	16%	111	17%	113	17%	255	38%
	VALVERDE MAO - NAVARRETE	138	663	69	10%	6	1%	7	1%	7	1%	89	13%
	PUERTO PLATA 2 - NAVARRETE	138	1326	53	4%	94	7%	85	6%	274	21%	234	18%
	NAVARRETE - EL NARANJO	138	1326	79	6%	76	6%	127	10%	317	24%	370	28%
	PUERTO PLATA 2 - EL NARANJO	138	1326	152	11%	110	8%	192	15%	380	29%	567	43%
	EL NARANJO - ZF SANTIAGO L1	138	1326	356	27%	454	34%	494	37%	535	40%	573	43%
	EL NARANJO - ZF SANTIAGO L2	138	1326	3	0%	3	0%	3	0%	3	0%	3	0%
	CANABACOA - BONAO II L1	138	568	55	10%	58	10%	29	5%	43	8%	63	11%
	CANABACOA - BONAO II L2	138	568	71	12%	72	13%	45	8%	50	9%	64	11%
	BONAO II - PALAMARA L1	138	568	267	47%	297	52%	266	47%	220	39%	213	37%
	BONAO II - PALAMARA L2	138	568	267	47%	297	52%	266	47%	220	39%	213	37%
	CANABACOA - PIEDRA BLANCA	138	1326	180	14%	200	15%	179	13%	152	11%	156	12%
	EL NARANJO - JULIO SAURI	345	800	259	32%	282	35%	221	28%	146	18%	152	19%

Tabla 16. Resultados corrida de flujos en demanda mínima

5.4.2.3 Análisis de Cortocircuito

Del análisis de los resultados de las simulaciones de Cortocircuito mostrado en la tabla 17 y 18 para demanda mínima, podemos concluir que al igual que para demanda máxima, si comparamos el caso 1 (caso base con las condiciones actuales del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), en el cual las capacidades interruptivas no son violadas) con los demás casos, observamos que la corriente de cortocircuito se mantiene prácticamente invariable, resultando en una variación entre los casos 1 y 5 de 1.10 kA.

NOMBRE	ZONA	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
		Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A
		kA	kA	kA	kA	kA
WCANAE	CANAB-PPLATA	9.76	9.71	9.93	10.60	10.69
WPP21E	CANAB-PPLATA	6.52	6.79	7.85	9.83	9.97
WPPLAE	CANAB-PPLATA	6.30	6.55	7.69	9.79	9.92
WSFELE	CANAB-PPLATA	6.56	6.83	7.94	10.01	10.15
WXNAVE	CANAB-PPLATA	4.91	5.01	5.25	5.65	5.69
WZSA1E	CANAB-PPLATA	8.29	8.35	8.55	9.11	9.18
WAAINE	ESTE	12.93	13.07	12.80	12.78	12.65
WAANDE	ESTE	12.86	12.94	12.80	12.80	12.71
WBCHIE	ESTE	8.21	8.28	8.14	8.13	8.07
WCEMEE	ESTE	10.52	10.61	10.44	10.43	10.34
WESEIE	ESTE	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
WHGMOE	ESTE	12.58	12.71	12.46	12.45	12.32
WHIGUE	ESTE	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
WHNS1E	ESTE	18.13	18.50	17.73	17.67	17.31
WJDOL	ESTE	6.47	6.51	6.44	6.43	6.40
WLORIE	ESTE	10.31	10.40	10.23	10.23	10.14
WLROME	ESTE	3.98	4.00	3.97	3.97	3.96
WSESTE	ESTE	10.21	10.28	10.14	10.13	10.05
WSPM2E	ESTE	12.67	12.80	12.55	12.54	12.41
WSPMAE	ESTE	8.93	8.99	8.87	8.86	8.80
WSPMBE	ESTE	8.93	8.99	8.87	8.86	8.80
WJSA1E	Expansión 345 kV	16.22	16.80	16.22	16.47	16.31
WNAR1E	Expansión 345 kV	10.78	11.04	11.47	12.55	12.72
WPBLAE	Expansión 345 kV	3.96	3.98	3.96	4.00	3.99
WQUISE	Expansión 345 kV	2.94	2.95	2.94	2.96	2.96
WCNPEE	HAİNAMOSА	16.19	16.51	15.77	15.69	15.37
WEBRIE	HAİNAMOSА	9.06	9.15	8.95	8.93	8.83
WLMISE	HAİNAMOSА	19.09	19.50	18.60	18.49	18.07
WLMIE6	HAİNAMOSА	19.19	19.61	18.70	18.59	18.16
WLMINE	HAİNAMOSА	19.58	20.01	19.07	18.95	18.50
WTIM2E	HAİNAMOSА	18.24	18.62	17.79	17.60	17.15
WVDU1E	HAİNAMOSА	17.25	17.58	16.85	16.73	16.36
WEMBAE	ITABO-HAİNА	12.77	12.98	12.39	12.40	12.25
WHAINE	ITABO-HAİNА	18.75	19.25	18.32	18.40	18.12
WHERRE	ITABO-HAİNА	10.35	10.50	10.18	10.20	10.10
WLPRAE	ITABO-HAİNА	11.23	11.40	10.98	10.99	10.88
WMATAE	ITABO-HAİNА	15.36	15.67	14.76	14.77	14.54
WMETAE	ITABO-HAİNА	14.55	14.83	13.94	13.95	13.75
WMETRE	ITABO-HAİNА	12.06	12.24	11.83	11.78	11.60
WPARAE	ITABO-HAİNА	8.80	8.89	8.68	8.65	8.55
WUASDE	ITABO-HAİNА	15.66	15.97	15.21	15.17	14.90
WMOCAE	NORDESTE	5.22	5.04	5.09	5.25	5.27
WNAG2E	NORDESTE		1.75	1.75	1.77	1.77
WPIMEE	NORDESTE	4.50	3.54	3.56	3.63	3.64

Tabla 17. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda mínima

NOMBRE	ZONA	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
		Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A	Ik" A
		kA	kA	kA	kA	kA
WSALCE	NORDESTE	4.64	4.41	4.45	4.57	4.59
WSAMAE	NORDESTE	0.00	0.80	0.80	0.80	0.81
WSANCE	NORDESTE	0.00	1.07	1.07	1.08	1.08
WSFMAE	NORDESTE	4.84	4.40	4.43	4.55	4.56
WDAJAE	NOROESTE	1.85	2.15	2.17	2.21	2.45
WMONCE	NOROESTE	2.87	3.16	3.22	3.33	3.51
WMONTE	NOROESTE	2.01	2.54	2.57	2.61	3.15
WNAV2E	NOROESTE	5.23	5.57	5.83	6.29	6.45
WPSALE	NOROESTE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
WSRODE	NOROESTE	1.87	2.06	2.08	2.12	2.25
WVMAOE	NOROESTE	2.92	3.12	3.19	3.31	3.42
WVVASE	NOROESTE	1.56	1.86	1.87	1.90	2.18
WXPS2E	NOROESTE	1.84	2.19	2.21	2.25	2.56
WXPSAE	NOROESTE	1.84	2.19	2.21	2.25	2.56
WXSROE	NOROESTE	1.90	2.10	2.12	2.16	2.30
WBO21E	PALA-CANAB	7.30	7.31	7.27	7.44	7.43
WEPECE	PALA-CANAB	2.09	2.82	2.86	2.91	3.25
WFALCE	PALA-CANAB	6.57	6.57	6.55	6.68	6.68
WGNLLOCE	PALA-CANAB	1.97	2.48	2.51	2.55	3.07
WJSPERE	PALA-CANAB	4.98	5.14	5.82	7.50	7.57
WLANGE	PALA-CANAB	5.79	5.77	5.85	6.06	6.09
WLVEGE	PALA-CANAB	3.19	3.06	3.07	3.12	3.13
WPSDOME	PALA-CANAB	4.88	5.02	6.12	7.22	7.28
WTAVBE	PALA-CANAB	7.24	7.21	7.33	7.68	7.72
WTAVEE	PALA-CANAB	7.24	7.21	7.33	7.68	7.72
WAHONE	PALA-ITABO	11.93	12.12	11.54	11.56	11.42
WITABE	PALA-ITABO	20.01	20.59	19.57	19.69	19.38
WITAGE	PALA-ITABO	19.75	20.32	19.33	19.45	19.14
WPAL1E	PALA-ITABO	16.32	16.77	15.83	15.97	15.77
WVMELE	PALA-ITABO	9.74	9.87	9.60	9.62	9.53
WAGUAE	SUR	5.44	5.58	5.51	5.53	5.50
WAGUBE	SUR	5.44	5.58	5.51	5.53	5.50
WBCARE	SUR	4.16	4.26	4.25	4.25	4.20
WGUANE	SUR	1.30	1.31	1.31	1.31	1.30
WJIGBE	SUR	5.62	5.80	5.73	5.75	5.73
WJIGUE	SUR	5.62	5.80	5.73	5.75	5.73
WKQAZE	SUR	5.09	5.48	5.46	5.47	5.44
WLCOCE	SUR	4.23	4.30	4.29	4.29	4.18
WMRIOE	SUR	4.29	4.57	4.55	4.56	4.54
WMTFOE	SUR	4.08	4.86	4.84	4.84	4.83
WPALOE	SUR	1.27	1.28	1.27	1.27	1.27
WPIZAE	SUR	9.00	9.76	9.60	9.65	9.60
WVALDE	SUR	5.53	5.66	5.58	5.60	5.58
WXVA1E	SUR	5.70	5.92	5.84	5.86	5.84

Tabla 18. Resultados corrida de Cortocircuito en demanda mínima

5.4.2.4 Análisis de Estabilidad

Los resultados de estabilidad para demanda mínima muestran que en el caso 2 las variaciones provocadas por el viento provocan una variación en la frecuencia del SENI que llega hasta el límite de disparo del primer escalón del **Esquema de Desconexión Automático de Carga (EDAC)** de 59.2 Hz como se muestra en la figura 42. Luego el límite de penetración eólica por estabilidad para demanda mínima corresponde a la capacidad de generación eólica instalada para el caso 2 que es de 195 MW. En el anexo se presentan los gráficos de tensión, ángulos de generadores, centrales que regulan frecuencia y el aporte de potencia activa y reactiva de las centrales eólicas para los demás casos estudiados.

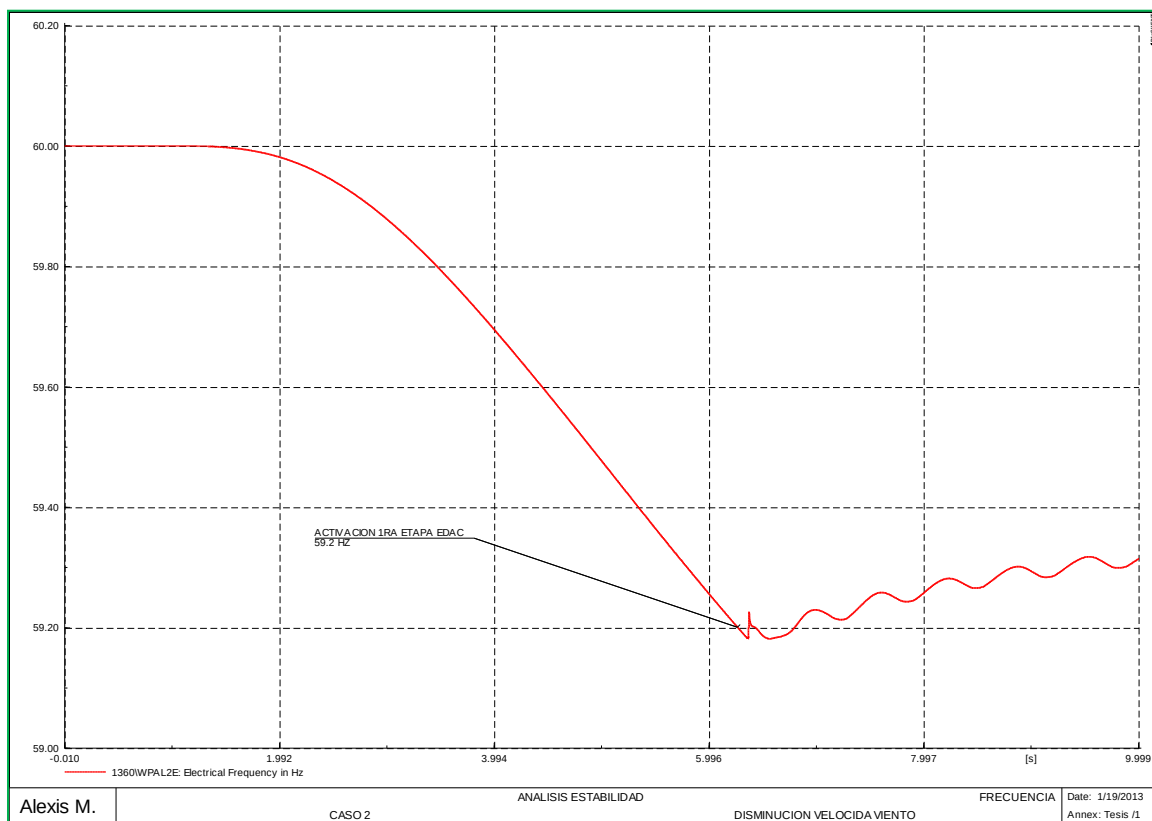


Figura 42 – Resultado del comportamiento de la Frecuencia para el Caso 2

5.4.2.5 Cálculo de las máximas potencias admisibles

La máxima capacidad de potencia eólica admisible corresponde a la determinada en el análisis de estabilidad en demanda mínima, la cual se encuentra en límite de generación antes de activar el EDAC y provocar la salida de carga por baja frecuencia. La potencia eólica permitida para este análisis es igual a 195 MW eólicos.

5.5 Análisis del Despacho

El análisis del despacho se realizó utilizando una herramienta en Excel, desarrollada por el Organismo Coordinador con la finalidad de realizar el despacho por orden de mérito que resulta de la entrada de los nuevos parques eólicos considerados en el desarrollo de esta tesis. La herramienta considera primero los programas de las centrales hidroeléctricas para colocarlas en el despacho como se muestra en la tabla 19. Además el resultado del despacho muestra que la entrada de generación eólica provoca el desplazamiento de las centrales convencionales y una reducción de los costos marginales en demanda mínima de 9% y en demanda máxima de 12%, como muestra la tabla 20.

DESPACHO HIDRO	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
TAVERA 1						44	44	44	44	44
TAVERA 2						44	44	44	44	44
JIGUEY 1						46	46	46	46	46
JIGUEY 2						46	46	46	46	46
AGUACATE 1						29	29	29	29	29
AGUACATE 2						29	29	29	29	29
VALDESIA 1						23	23	23	23	23
VALDESIA 2						23	23	23	23	23
RIO BLANCO 1						12	12	12	12	12
RIO BLANCO 2						12	12	12	12	12
MONCION 1						22	22	22	22	22
MONCION 2						22	22	22	22	22
LOPEZ ANGOSTURA	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
CONTRA EMBALSE MONCION 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CONTRA EMBALSE MONCION 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
BAIGUAQUE 1										
BAIGUAQUE 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
RINCON	10	10	10	10	10	10		10	10	10
HATILLO										
JIMENOA	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
EL SALTO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
NIZAO NAJAYO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LOS ANONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SABANA YEGUA	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
SABANETA	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
LAS DAMAS	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
LOS TOROS 1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
LOS TOROS 2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
ANIANA VARGAS 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ANIANA VARGAS 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DOMINGO RODRIGUEZ 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
DOMINGO RODRIGUEZ 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ROSA JULIA DE LA CRUZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAGUEYAL 1										
MAGUEYAL 2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
LAS BARIAS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PINALITO 1						24	24	24	24	24
PALOMINO 1						39	39	39	39	39

Tabla 19. Despacho de la Generación Hidroeléctrica

DESPACHO	RD\$/MWh	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
QUILVIO CABRERA		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
JUANCHO LOS COCOS		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
LOS COCOS 2		52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
GUANILLO			50	50	50	50		50	50	50	50
MATAFONGO			60	60	60	60		60	60	60	60
JASPER				110	110	110			110	110	110
POSEIDOM					100	100				100	100
GRANADILLO						50					50
AES ANDRES	825.05	286	286	286	286	286	286	286	286	286	286
ITABO 1	1,308.34	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
ITABO 2	1,315.24	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
LOS MINA 5	1,343.13	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
LOS MINA 6	1,405.73	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
BARAHONA CARBON	2,962.13	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
ESTRELLA DEL MAR 2	4,202.85	101	101	101	101	101	101	101	101	101	101
SULTANA DEL ESTE	6,128.00	77	77	77	64	31	77	77	77	77	77
PIMENTEL 3	6,263.88	52	52	52	17		52	52	52	52	52
ESTRELLA DEL MAR	6,312.04	68	68	52			68	68	68	68	68
METALDOM	6,508.56	33	33				33	33	33	33	
CEPP 2	6,533.12	43	35				43	43	43	16	
PALAMARA	6,646.64	91	26				91	91	74		
PIMENTEL 1	6,646.74	28					30	30			
PIMENTEL 2	6,712.07	9					27	27			
LA VEGA	6,719.63						80	46			
CEPP 1	6,830.98						9				
LOS ORIGENES	6,530.00						8				
MONTE RIO	7,180.41						50				
RESUMEN		CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
TOTAL HIDRO		62	62	62	62	62	476	467	476	476	476
TOTAL TERMICA		1,253	1,143	1,032	933	883	1,419	1,318	1,199	1,098	1,048
TOTAL EOLICA		85	195	305	405	455	85	195	305	405	455
TOTAL		1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,980	1,980	1,980	1,980	1,980
MARGEN REGULACION		72	69	60	56	56	97	91	83	78	75
% REGULACION		5.18%	4.93%	4.28%	4.02%	4.02%	4.91%	4.60%	4.19%	3.95%	3.81%

Tabla 20. Despacho por Orden de Mérito de Centrales Térmicas y Eólicas

5.5.1 Análisis del Impacto de los desvíos en el Despacho

En este análisis se pretende determinar el impacto que provocan los desvíos entre la programación de la operación y la operación real, originados por las variaciones intempestivas de la velocidad del viento o por los pronósticos, lo que ocasiona desviaciones en la programación horaria justificando la necesidad de realizar redespacho de centrales térmicas.

Dado que en la actualidad solo está en operación la central Los Cocos, para simplificar nuestro análisis, vamos a utilizar las desviaciones de la programación provocada por dicha central, considerando la resolución de la Superintendencia de Electricidad SIE-374 la cual penaliza el desvío de un 7% del pronóstico de disponibilidad respecto de la operación real. En la tabla 21 se observa que la central Los Cocos tuvo un promedio de

desvío en cada hora de 9.05 MW lo que representa una desviación promedio en su capacidad de 27% y de un promedio de desviación en todas las horas del año de 80%. Aunque el Organismo Coordinador realiza Redespacho cada dos horas sin considerar la ocurrencia de eventos significativos, podemos decir que las desviaciones provocadas por el pronóstico de Los Cocos podría en algunos casos ser responsable del mismo.

A Ñ O 2 0 1 2	MES	MW	%
	ENERO	9.43	88%
	FEBRERO	9.25	94%
	MARZO	12.42	96%
	ABRIL	6.91	98%
	MAYO	9.06	100%
	JUNIO	18.62	100%
	JULIO	15.59	43%
	AGOSTO	8.31	54%
	SEPTIEMBRE	2.74	80%
	OCTUBRE	2.37	61%
	NOVIEMBRE	9.04	80%
	DICIEMBRE	4.83	67%
	PROMEDIO DESVIO	9.05	80%

Tabla 21. Desvío de la Programación de Los Cocos

5.5.2 Análisis del Impacto en la Reserva

Del resultado del despacho por orden de mérito realizado se observa en la tabla 22, que la entrada de nuevas centrales eólicas en el despacho por orden de mérito, desplaza centrales que están habilitadas para regulación de frecuencia disminuyendo la capacidad del SENI para realizar dicha función, lo que reduce significativamente la inercia del sistema. El límite de capacidad de generación eólica que reduce la reserva de regulación de frecuencia primaria por debajo del 3% establecido por la norma se observa en el caso 5 con 718 MW, el cual resultó de aumentar el despacho eólico de Los Cocos 2 hasta 315 MW (color naranja) y en el caso 9 con 755 MW, el cual resultó de aumentar el despacho eólico de Los Cocos 2 hasta 402 MW (color naranja), luego el límite de capacidad de generación eólica lo fija la capacidad del caso anterior, resultando el caso 8 el más crítico y por tanto el que fija el límite de penetración para

este análisis en 655 MW. Además en el caso 10 se observa que se reduce la capacidad de la reserva de regulación, pero con potencia de generación eólica mayor que en el caso 9.

DESPACHO	RD\$/MWh	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
QUILVIO CABRERA		8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
JUANCHO LOS COCOS		25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
LOS COCOS 2		315	315	315	315	315	402	402	402	402	402
GUANILLO			50	50	50	50		50	50	50	50
MATAFONGO			60	60	60	60		60	60	60	60
JASPER				110	110	110			110	110	110
POSEIDOM					100	100				100	100
GRANADILLO						50					50
AES ANDRES	825.05	286	286	286	286	286	286	286	286	286	286
ITABO 1	1,308.34	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
ITABO 2	1,315.24	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124
LOS MINA 5	1,343.13	90	90	90	90	95	90	90	90	90	90
LOS MINA 6	1,405.73	90	90	90	54		90	90	90	90	83
BARAHONA CARBON	2,962.13	45	45	45			45	45	45	43	
ESTRELLA DEL MAR 2	4,202.85	101	101	19			101	101	98		
SULTANA DEL ESTE	6,128.00	77	28				77	77			
PIMENTEL 3	6,263.88	46					52	40			
ESTRELLA DEL MAR	6,312.04	15					68				
METALDOM	6,508.56						20				
CEPP 2	6,533.12										
PALAMARA	6,646.64										
PIMENTEL 1	6,646.74										
PIMENTEL 2	6,712.07										
LA VEGA	6,719.63										
CEPP 1	6,830.98										
LOS ORIGENES	6,530.00										
MONTE RIO	7,180.41										
RESUMEN		CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7	CASO 8	CASO 9	CASO 10
TOTAL HIDRO		62	62	62	62	62	476	467	476	476	476
TOTAL TERMICA		990	880	770	669	620	1,069	969	849	749	698
TOTAL EOLICA		348	458	568	668	718	435	545	655	755	805
TOTAL		1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,980	1,980	1,980	1,980	1,980
MARGEN REGULACION		60	56	50	43	29	75	70	64	57	57
% REGULACION		4.28%	4.02%	3.59%	3.09%	2.04%	3.81%	3.55%	3.24%	2.89%	2.89%

Tabla 22. Despacho con reserva de regulación menor al 3%

5.5.3 Cálculo de la máxima potencia admisible

La máxima capacidad de potencia eólica admisible determinada en el análisis del impacto a la reserva de regulación primaria de frecuencia corresponde al caso 8 con un total de generación eólica despachada de 665 MW, la cual reduce la reserva de Regulación de Frecuencia Primaria por debajo del 3% de la demanda total del SENI, establecida según la normativa.

5.5.4 Análisis del Impacto en los Costos Marginales

En el despacho por orden de mérito de la generación eólica mostrado en la tabla 20 se observa que en la medida en que se aumenta la generación eólica en cada caso, esta desplaza la

generación convencional provocando una reducción de los costos marginales horarios del sistema. En demanda mínima los costos marginales pasan de 6,712.07 RD\$/MWh en el Caso 1 a 6,128 RD\$/MWh en el Caso 5, lo que representa una reducción 9% y en demanda máxima los costos marginales pasan de 7,180.41 RD\$/MWh en el Caso 6 a 6,312.04 RD\$/MWh en el Caso 10, lo que representa una reducción del 12%.

En la tabla 22 se observa en demanda mínima que cuando la generación eólica de Los Cocos 2 se aumenta hasta alcanzar 315 MW en cada caso, los costos marginales pasan de 6,712.07 RD\$/MWh en el Caso 1 a 1,343.13 RD\$/MWh en el Caso 5, lo que representa una reducción de 100%, mientras que en demanda mínima cuando la generación de Los Cocos 2 se incrementa hasta alcanzar 415 MW los costos marginales del SENI pasan de 7,180.41 RD\$/MWh a 1,405.73 RD\$/MWh, lo que representa una reducción de 80% en relación al Caso Base que representa las condiciones actuales del SENI.

5.5.5 Análisis de Sobre Costos por el ingreso de Eólica

Los parques eólicos en general mantienen un factor de planta que oscila en el rango de 20% al 80% de su capacidad nominal. En los países con alto grado de penetración eólica la operación de los parques dentro de este rango provoca sobre costes adicionales para poder garantizar una operación con calidad y seguridad e incrementando las interrupciones del servicio a los usuarios.

Estos costos se observan mayormente en la necesidad de tener centrales de respaldo para dar seguimiento a la demanda sin ocasionar problemas de suficiencia del sistema (disponibilidad de suficiente capacidad de generación en el sistema para suministrar a la demanda cuando no sopla viento en el sistema), en un incremento de los servicios auxiliares al necesitar un mayor margen de regulación de frecuencia primaria con unidades que tengan tiempos de respuestas más cortos para proporcionar la flexibilidad suficiente al sistema como para reaccionar a variaciones bruscas de la producción eólica, mayor capacidad de regulación secundaria para mantener los porcentajes de reservas primaria y disponer de reservas terciarias para garantizar la disponibilidad de la secundaria. Otros sobre costes ocasionados por el ingreso de eólica se observa en las obras de transmisión, las cuales deben sobredimensionarse para soportar las ocasiones en que los parques eólicos tienen su máxima producción.

5.6 Índice de Penetración Eólica

Para cuantificar la cantidad de generación eólica conectada en un sistema eléctrico, se suele usar el término penetración, que es el cociente entre la máxima potencia eólica en instalada y la demanda máxima horaria en un sistema. El nivel de penetración de potencia eólica encontrado, corresponde al caso más crítico analizado.

En el modelo utilizado para determinar mediante simulación con el software DigSILENT cuál es el límite de penetración eólica del SENI, se encontró que de los límites de

capacidad de generación eólica determinados para cada criterio establecido, el caso más crítico corresponde al simulado con variaciones bruscas de frecuencia, debida a la variación del recurso eólico para el escenario de demanda mínima, en el cual los resultados del análisis de estabilidad dinámica simulando las variaciones del viento demuestran que el nivel máximo de penetración eólica del SENI es de 195 MW. Así para una demanda máxima de 1980 MW el Índice de Penetración Eólica del SENI es igual a:

$$IP = (PE / DM) * 100$$

Donde:

IP = Índice de Penetración Eólica

PE = Máxima potencia eólica instalada

DM = Demanda máxima horaria del SENI

$$IP = (195 \text{ MW} / 1980 \text{ MW}) * 100 = 9.85\%$$

El índice de penetración usualmente aceptado oscila entre 10% a 30%, siendo los países con mayor nivel de penetración Dinamarca, España e Irlanda. Las causas que restringen el límite de penetración eólica en un país dependen del nivel de precisión en la predicción del recurso eólico, de la cantidad y tamaño de las fluctuaciones que pudiera tener el viento y del costo de los recursos necesarios para resolver la limitación, tal como tener una mayor capacidad de reserva de regulación de frecuencia primaria y secundaria.

5.7 Propuesta de Resolución Eólica

A continuación se presenta la propuesta de resolución para establecer un límite a la penetración de capacidad eólica en el **Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)**.

RESOLUCIÓN SIE – xx – 2013

CONSIDERANDO. Que República Dominicana importa el 95% de sus requerimientos de energéticos, y dada la alta dependencia de los combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica.

CONSIDERANDO Que en República Dominicana se evidencia la necesidad de transitar sobre la ruta de la independencia energética, en virtud de que el mismo cuenta con importantes recursos naturales para la producción de energía renovable,

CONSIDERANDO, Que República Dominicana está compelida a transitar por la ruta de la independencia energética, al juzgar por la incertidumbre que impone la geopolítica a los mercados de combustibles líquidos, lo que se traduce en una constante volatilidad en los precios de dichos rubros.

CONSIDERANDO Que el artículo 21 de la Ley 57-07 establece que Todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables. Y Para el año 2015, por lo menos un 10% de la energía comprada por las empresas distribuidoras y comercializadoras provendrán de fuentes de energías renovables.

CONSIDERANDO. Que se ha caracterizado como alta prioridad la diversificación de matriz energética del parque de producción de energía eléctrica en República Dominicana.

CONSIDERANDO Que para la seguridad del abastecimiento, la República Dominicana ha considerado integrar en su matriz energética, fuentes de energías renovables, en virtud del cual se vislumbra un crecimiento importante en la instalación de centrales eólicas y fotovoltaicas.

CONSIDERANDO. Que el desarrollo de algunas tecnologías para la producción de energía renovables tales como las eólicas requiere el establecimiento de límites en su capacidad de penetración.

VISTO: La Ley General de Incentivos para la energía renovable Ley 57-07, El Reglamento de Aplicación para la Ley Energía Renovable, 57-07, El reglamento de Generación Distribuida, El Reglamento de Netmetering.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1: Se establece en 9.8% de la demanda máxima del SENI, como el límite de penetración de inyección de energía eléctrica producida por centrales eólicas.

Dada en Santo Domingo a los 25 días del mes de febrero del año dos mil trece (2013).

xxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxxx
Superintendente de Electricidad
Presidente Consejo SIE

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones finales de este trabajo de tesis:

1. En el análisis de tensiones y flujo de carga los resultados obtenidos presentan violaciones de los límites establecidos por la norma en el análisis de las tensiones para los casos 8,9 y 10 en demanda máxima y para los casos 3,4, y 5 en demanda mínima, mientras que en análisis de los flujos por las líneas no se observan violaciones de los límites establecidos. Estas violaciones en los límites de tensiones no pueden ser consideradas como limitantes de la penetración eólica en el SENI debido a que las mismas pueden ocurrir con el ingreso de generación convencional y pueden solucionarse con la instalación de potencia reactiva.
2. El análisis de las contingencias N-1 permitió identificar la capacidad de potencia eólica que puede ser instalada en la zona norte y en la zona sur, encontrándose que en la zona sur en demanda máxima (Caso 7) se presenta una congestión que activa el FlowGates entre los enlace Pizarrete – Valdesia 138 kV y Pizarrete – Matafongo 138 kV, cuando se dispara el enlace Pizarrete – Matafongo 138 kV, lo que provoca una sobrecarga de 16 MW sobre los 154 MW del FlowGate. Debemos aclarar que la potencia que puede ser instalada en cada zona puede ser del tipo convencional o renovable.
3. El análisis de cortocircuito realizado dio como resultado que el aporte a la corriente de cortocircuito de las centrales eólicas se mantiene casi invariable a medida que ingresa más generación eólica, por lo cual se concluye que el ingreso de generación eólica no afecta la capacidad interruptiva de los elementos de la red.
4. En el análisis de estabilidad dinámica simulando el comportamiento de los parques eólicos ante las variaciones de la velocidad del viento se encontró que el caso más crítico que provoca el disparo del EDAC, ocurre en demanda mínima para el caso 2 y en demanda máxima para el caso 7, ambos con un nivel de penetración eólica de 195 MW.
5. En el análisis del despacho la máxima capacidad de potencia eólica admisible correspondió a 665 MW eólicos correspondiente al Caso 8, determinada en el análisis del impacto a la reserva de regulación primaria de frecuencia para el caso 9, la cual provoca una reducción de la reserva de Regulación de Frecuencia Primaria por debajo del 3% de la demanda máxima del SENI, resultando el caso anterior a este como la limitante a considerar.

Por lo anterior podemos concluir, que el límite de penetración eólica para el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana, para las condiciones actuales del año 2013 es de 195 MW. Para alcanzar este límite en las condiciones actuales se necesitan 118 MW adicionales a los 85 MW ya instalados en el SENI.

Recomendaciones finales:

1. En los escenarios cuyos resultados presentan violaciones de tensión como los encontrados en los casos 9 y 10 en demanda máxima y en los casos 3,4 y 5 en demanda mínima, recomendamos que el Organismo Coordinador del SENI actualice las necesidades de instalación de potencia reactiva, considerando la entrada de los proyectos eólicos utilizados en este estudio, para evaluar la necesidad de instalar bancos de capacitores estáticos o SCV.
2. En los escenarios cuyos resultados presentan congestiones consideradas como violaciones a los FlowGates definidos por el Organismo Coordinador como es el ocurrido en la zona sur en el Caso 7 en demanda máxima, recomendamos que el Organismo coordinador actualice el estudio de capacidad de generación por zona para cada uno de los escenarios de estudio analizados, para determinar los niveles de penetración por zonas geográfica y cumplir con el mandato del artículo 6 del Reglamento para la aplicación de la Ley 57-07.
3. Como se pudo comprobar en el análisis de estabilidad, el caso más crítico y que limita el nivel de penetración de capacidad de generación eólica durante la operación en tiempo real ocurre tanto en demanda mínima como en demanda máxima, para una capacidad de generación eólica de 195 MW, por lo que recomendamos que debido al auge de la generación eólica en el país, a la gran cantidad de proyectos de generación renovable en vías de ejecución y a los resultados de este estudio, la Superintendencia de Electricidad solicite al Organismo Coordinador la realización de un estudio similar y de mayor alcance, que determine la capacidad máxima de generación eólica que puede ser ingresada en el SENI para el periodo 2014 al 2016.

7. BIBLIOGRAFIA

- [LEY-01] Ley General de Electricidad, Santo Domingo 2001
- [LEY-07] Ley 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, Santo Domingo 2007
- [RLGE02] Reglamento Para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, Santo Domingo 2002
- [RLIERRE08] Reglamento Para la Aplicación de la Ley 57-07 de Incentivo a las Energías Renovables y Regímenes Especiales, Santo Domingo 2008
- [CIGRE11] Grid Integration of Wind Generation, CIGRE Working Group C6.08, 2011.
- [CALISO] Operational Requirements and Generation Fleet Capability at 20% RPS, Integration Of Resources 2010.
- [COES11] Generación Eólica en el SEIN, Análisis de la Máxima Capacidad a ser Inyectada, Proyecto EE 2007-2011, Perú, 2011.
- [ANDRES] Andrés Fernández Roa, Método para Localización Optima de Centrales de Energía Renovable, Chile, 2011
- [GOMEZ04] Julio Alejandro Gómez Arango, Emma Maribel Salazar Peña, Olga Lucía Vergara Quiñones, Análisis de inestabilidades producidas por la conexión de un parque eólico de 300 MW al sistema de transmisión Nacional, Colombia, 2004
- [CARLOS] Carlos Julio Arosemena, Estabilidad de Tensión en un Sistema Eléctrico de Potencia, variando la penetración Eólica, EDSA T2K, 2004

- [MGONZA] M. González, L. Rouco, M. Alonso, J.R. Diago, F.J. Pérez, Modelos De Aerogeneradores Para Estudios de Estabilidad De Sistemas Eléctricos, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontifica Comillas, Madrid.
- [GOMEZ04] Julio Alejandro Gómez Arango, Emma Maribel Salazar Peña, Olga Lucía Vergara Quiñones, Análisis de inestabilidades producidas por la conexión de un parque eólico de 300 MW al sistema de transmisión Nacional, Colombia, 2004
- [CENER08] Estudio de las características necesarias de la red eléctrica para la evacuación de la energía eólica en República Dominicana, Comisión Nacional de Energía (CNE), 2008
- [YEULIS09] Estudio para evidenciar los efectos producidos por la Conexión de un Parque eólico de 100 MW al sistema eléctrico nacional interconectado de la República Dominicana, INTEC, 2009
- [ARIOS07] Alberto Ríos Villacorta, Continuidad de Suministro de Parques Eólicos ante Huecos de Tensión, Tesis Doctoral, Universidad Carlos III, Madrid, 2007.
- [BCUMMELS07] Bart C. Ummels, *Member, IEEE*, Madeleine Gibescu, *Member, IEEE*, Engbert Pelgrum, Wil L. Kling, *Member, IEEE*, and Arno J. Brand, Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch, IEEE Transaction on Energy, 2007.
- [RAMED03] Rodriguez Amenedo, J.L. Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica, Editorial Rueda S.L., Madrid 2003.
- [CDM06] Juancho-Los Cocos Wind Farm Project 100 MW Technical Description of the Project Activity, Version 1, 2006.

[ABB06]	Ignacio Rivera, Energía Eólica y Estabilidad de Red, Asea Brown Boveri.
[ABB12]	Cuaderno de aplicaciones técnicas No. 12. Plantas eólicas
[RAM08]	Ricardo Álvarez Munguía, Mejora del rendimiento de un generador eólico asíncrono conectado a la red, mediante convertidores electrónicos y controladores de lógica borrosa. Tesis Doctoral. Universidad de Salamanca
[BYMS06]	Beatriz Yolanda Moratilla Soria, La Energía Eólica
[PTSEE]	Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica de la CAPV, Situación actual de la Energía eólica, Departamento de Industria, Comercio y Turismo, Gobierno Vasco.
[GRB]	Bernardo Garrido Rodríguez, Generador asíncrono Doblemente Alimentado, Universidad de Comillas.
[WINPOWER01]	Visita guiada sobre la energía eólica. WindPower.com, Asociación Danesa de la Industria Eólica.
[FB-10]	Fernando Berrutti, Modelado y control de turbinas de aerogeneradores de velocidad variable, Montevideo – Uruguay-2010.
[PSV-10]	Pamela Suarez Velásquez, Tesis, Impacto de la Generación Eólica y Solar en el sistema de Baja California, México - 2010
[ABB10]	Products and Services for Win Turbines, Electrical Drivetrain Solutions and products for Turbine Subsystem -2010.
[MFRAN08]	Mariely Francisco, Miriam VilaragutLey Ángel Costa, Comparación del comportamiento en la red eléctrica del aerogenerador

asincrónico de jaula de ardilla y el doblemente alimentado, Diciembre 2008.

- [PER 2005-2010] Plan de Energía Renovable en España.
- [MSED09] María Soledad Espejo Domínguez, Análisis de la Integración de la energía renovable en los Sistemas Eléctricos 2009, Modelo de Referencia.
- [JMURA] Joaquín Mur Amada, Curso de Energía eólica. Máster Europeo en Energía renovable, Universidad de Zaragoza.
- [CAVIL10] Cristian Ávila, Integración de Energía Eólica a Gran Escala en los Sistemas Interconectados 2010, Pontificia Universidad de Chile.
- [RPALMB09] Rodrigo Palma Behnke, Efecto de la Penetración de Centrales Eólicas en la Seguridad de Sistemas Interconectados 2009.
- [AEO11] Asociación Empresarial Eólica, Memoria Anual, Eólica 11.
- [RDU10] Revista Digital Universitaria, Las Energías Renovables: la Energía Solar y sus Aplicaciones 2010.
- [ESGITA10] Edgar Santoyo Gutiérrez, Ignacio S. Torres Alvarado, Revista Digital Universitaria, Escenario futuro de explotación de la energía geotérmica: hacia un desarrollo sustentable 2010.
- [ECERT12] Emilio Cerdá Tena, La Biomasa en España: Una Fuente de Energía Renovable con gran futuro 2012.
- [REN21] Renewables 2012, Global Status Report 2012.

[GMAYJ]	Gravin Mayorga Jiménez, Desarrollo de la energía geotérmica: caso de Costa Rica.
[JCHARS07]	J. Charles Smith, Michael R. Milligan, Edgar A. DeMeo, Brian Parsons, Utility Wind Integration and Operating Impact State of the Art 2007.
[IRR10]	INTEGRATION OF RENEWABLE RESOURCES, Operational Requirements and Generation Fleet Capability at 20% RPS 2010.
[CRAHM11]	Claudia Rahmann, Centro de Energía Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Inserción de la energía eólica en el Sistema Interconectado Central (SIC) 2011.
[JALEJG04]	Julio Alejandro Gómez Arango, Emma Maribel Salazar Peña, Olga Lucía Vergara Quiñones, Análisis de Inestabilidades Producidas por la Conexión de un Parque Eólico de 300 Mw al Sistema de Transmisión Nacional 2004.
[AMARR06]	Agustín Marrero, Barreras técnicas que limitan la penetración de las Energía Renovables 2006.
[REE07]	Red Eléctrica de España, Integración de la Energía Eólica en condiciones de Seguridad para el sistema 2007.
[SIEMENS11]	Dr S.K. Yee, N. Krajisnik, S. Stapleton, J. O'Sullivan, A. Kennedy, Considerations for the Stable Operation of a Power System with Increasing Wind Penetration 2011.
[NREL10]	Michael Milligan, Pearl Donohoo, Debra Lew, Erik Ela, and Brendan Kirby (consultant) National Renewable Energy Laboratory, Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison 2010.

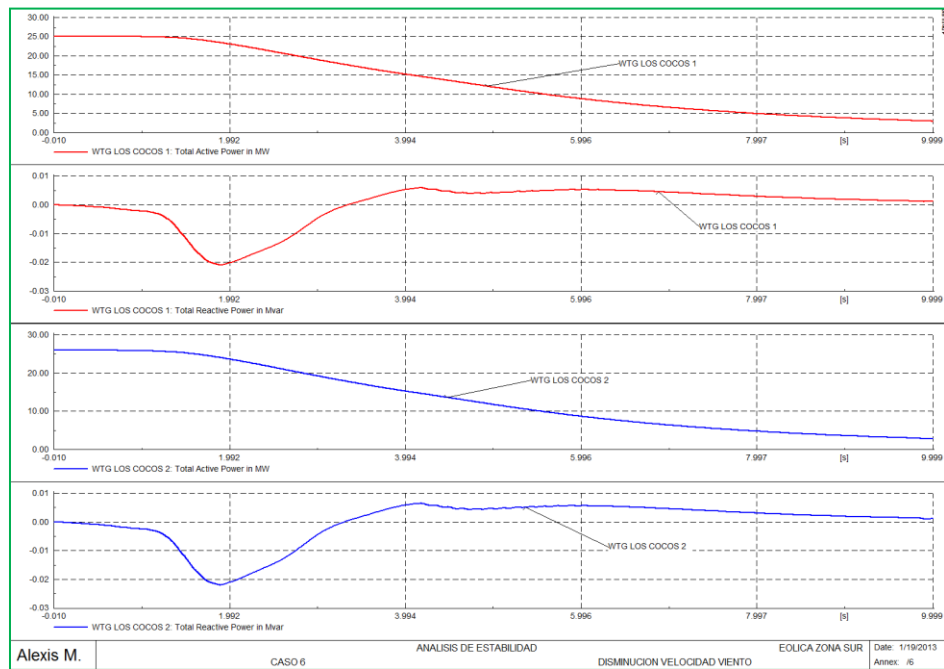
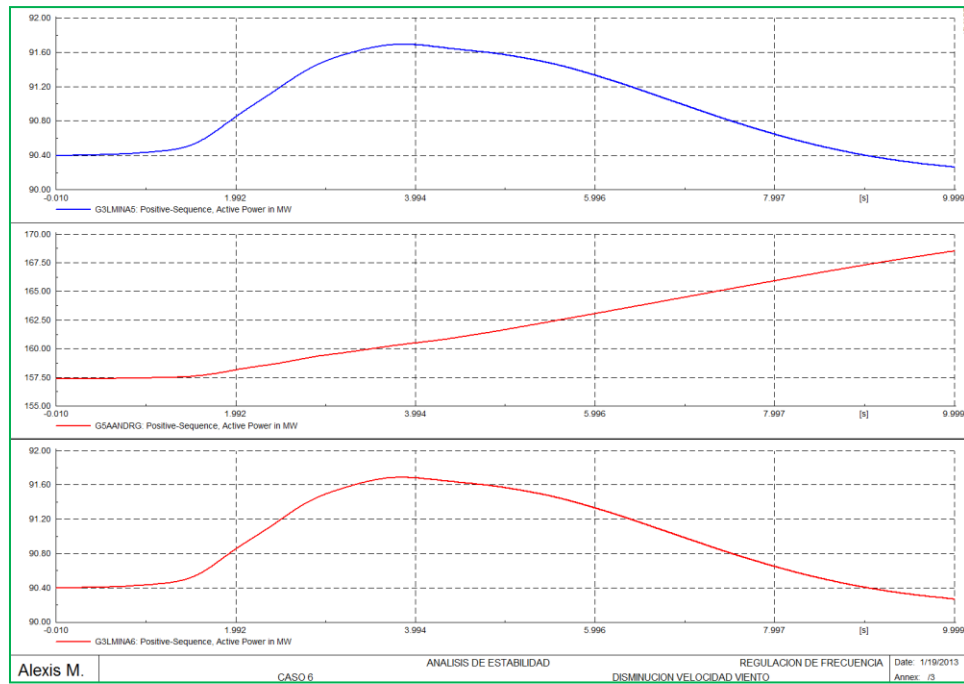
- [ESC09] Electrical System Consultants, Informe Final, Estudio para definir la: "Máxima Capacidad de Generación Eólica a ser instalada en las Zonas Norte, Sur Medio y Sur del SEIN 2009.
- [RDMOL] R. D. MolinaMylius, V. Sinagra, Inserción de Grandes Bloques de Generación Eólica en El Sistema Eléctrico Patagónico, XIV ERIAC.
- [LAROM09] L. Aromataris, J. Ynzua, J. Alemany, M. Galetto, G. Rodriguez, F. Magnago, Estudios Eléctricos para la conexión de plantas eólicas Al SADI, CIGRE 2009.
- [DIgSILENT10] Modelado de Generación Eólica en DIgSILENT PowerFactory 2010.
- [CJARO04] Carlos julio Arosemena, Estabilidad de Tensión en un sistema eléctrico de potencia variando la penetración eólica 2004.
- [WWEA11] The World Wind Energy Association 2011.

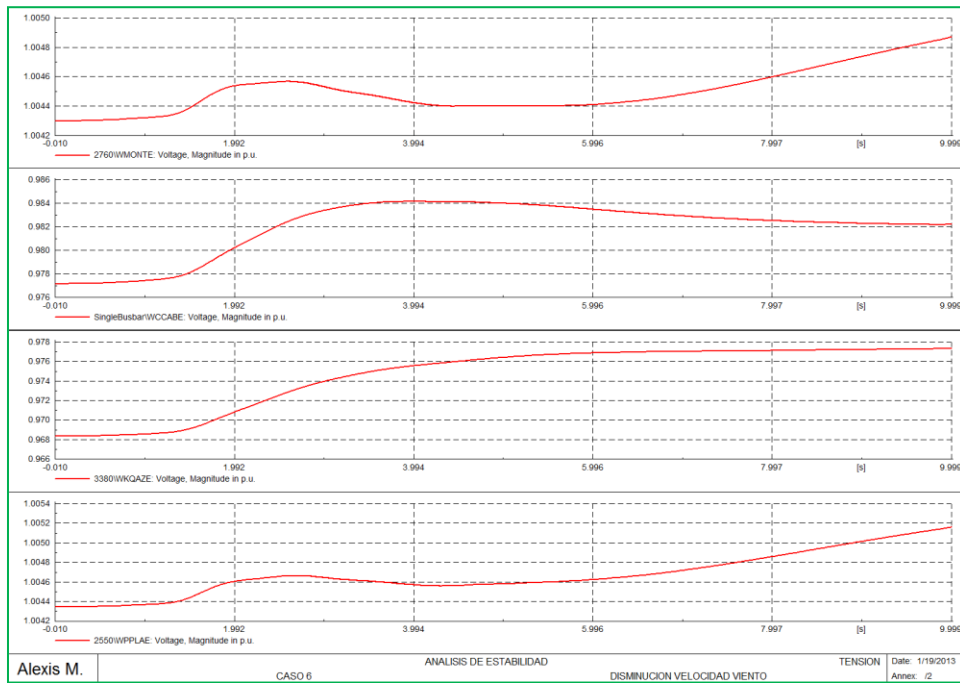
8. APÉNDICES

RESULTADOS DE ESTABILIDAD

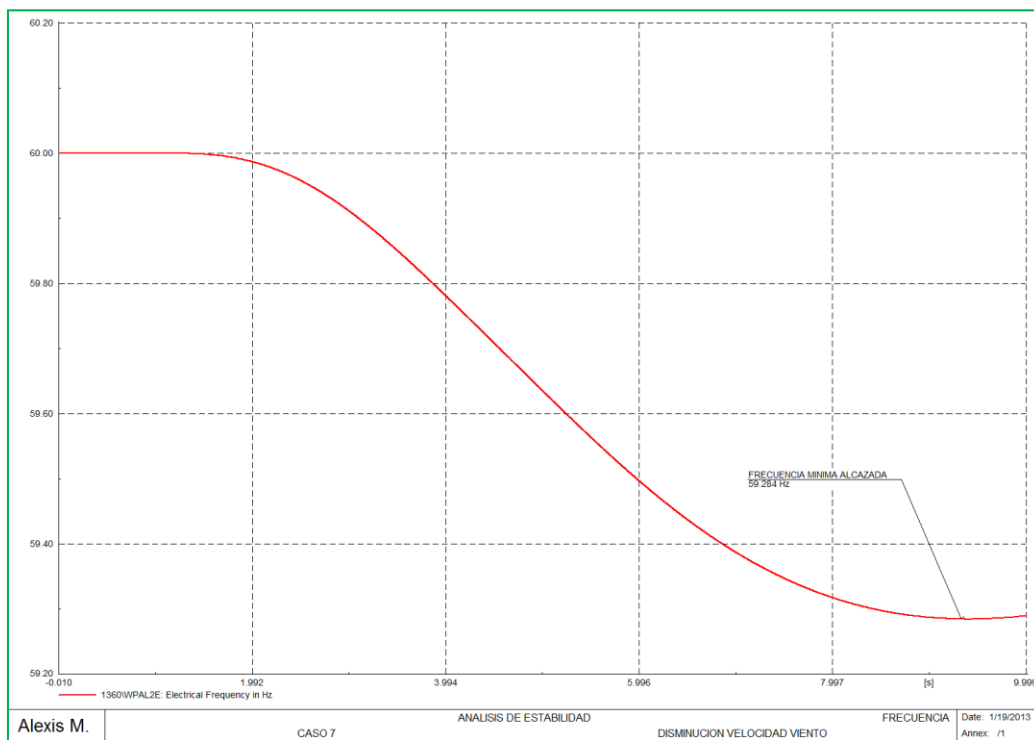
DEMANDA MAXIMA

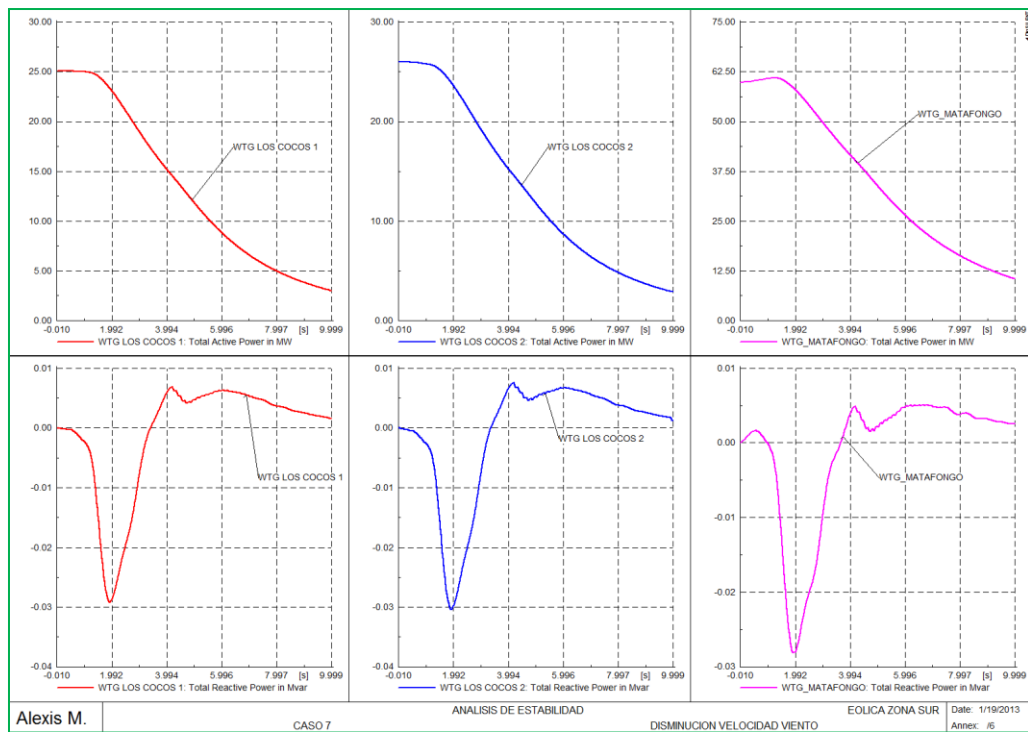
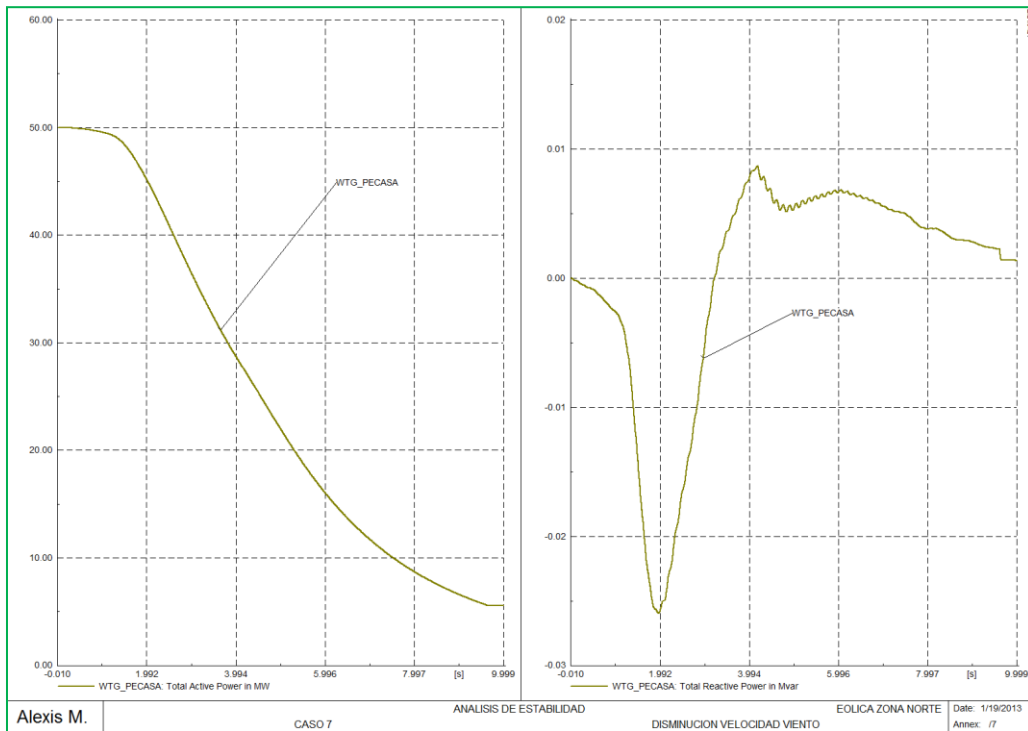
CASO 6:



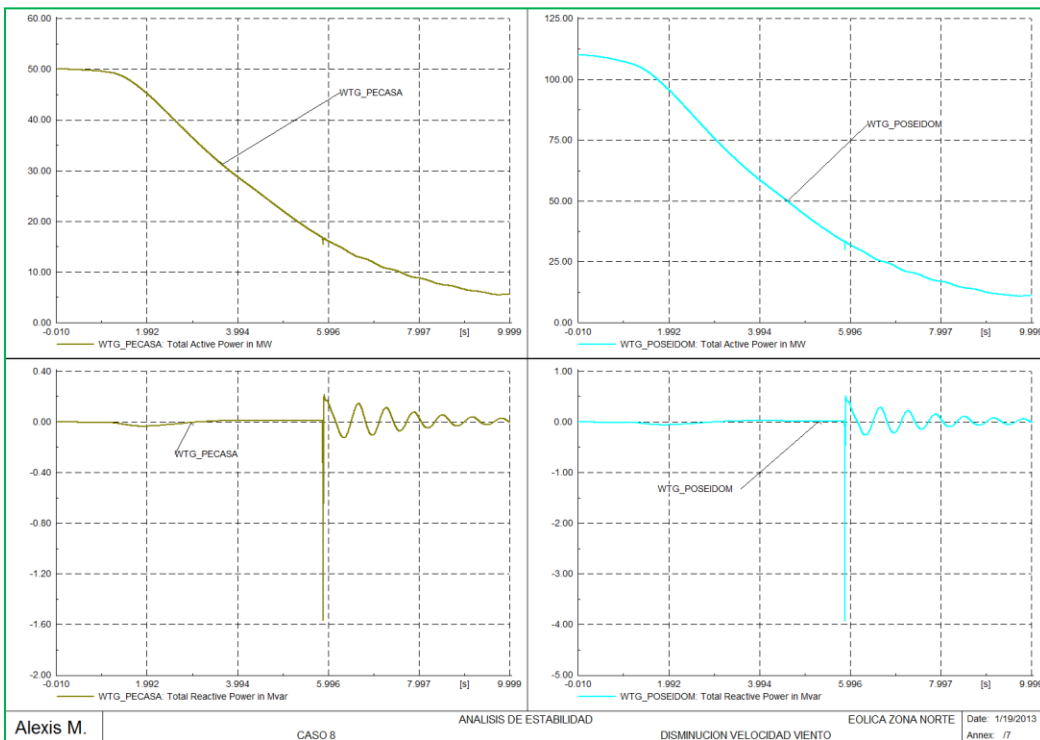
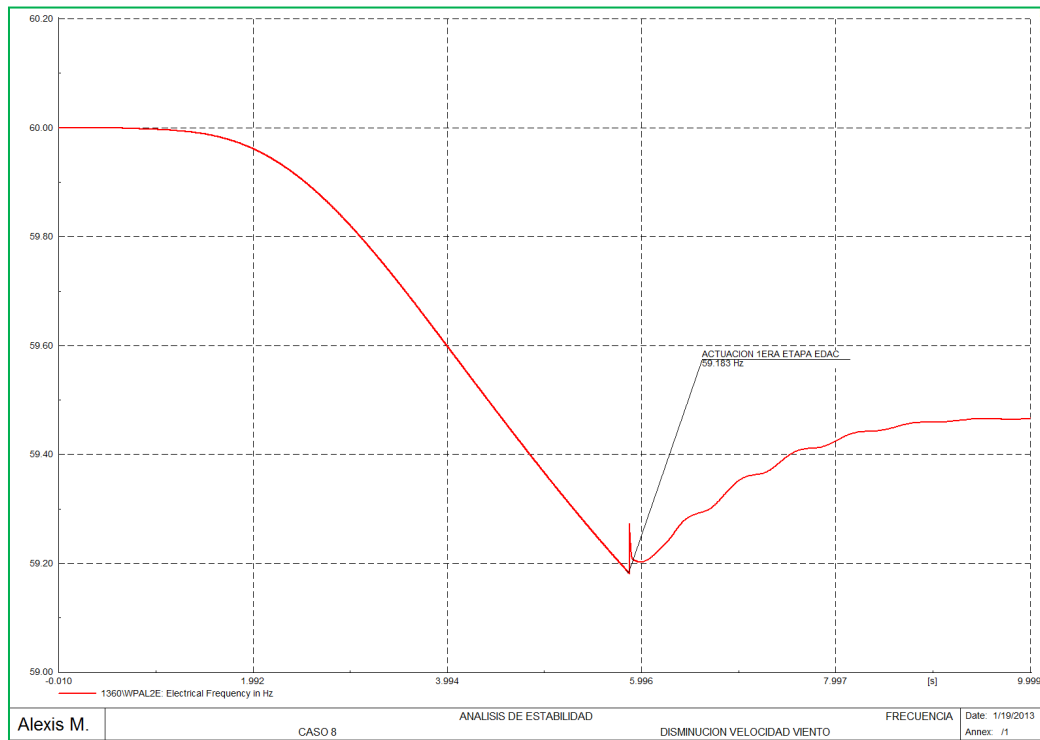


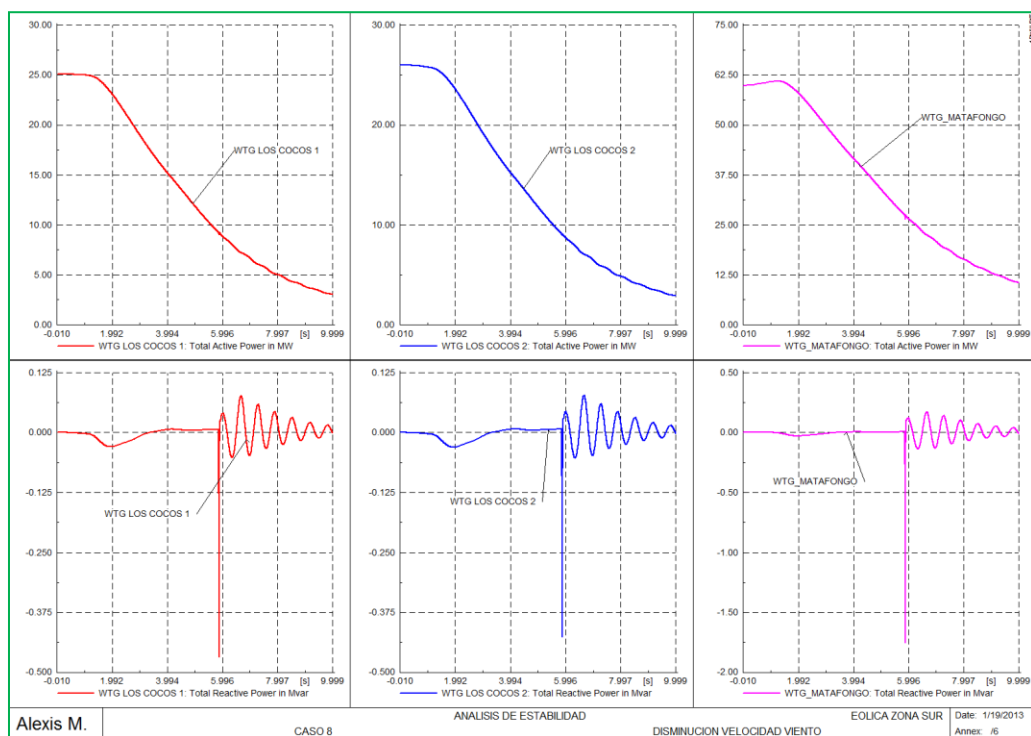
CASO 7:



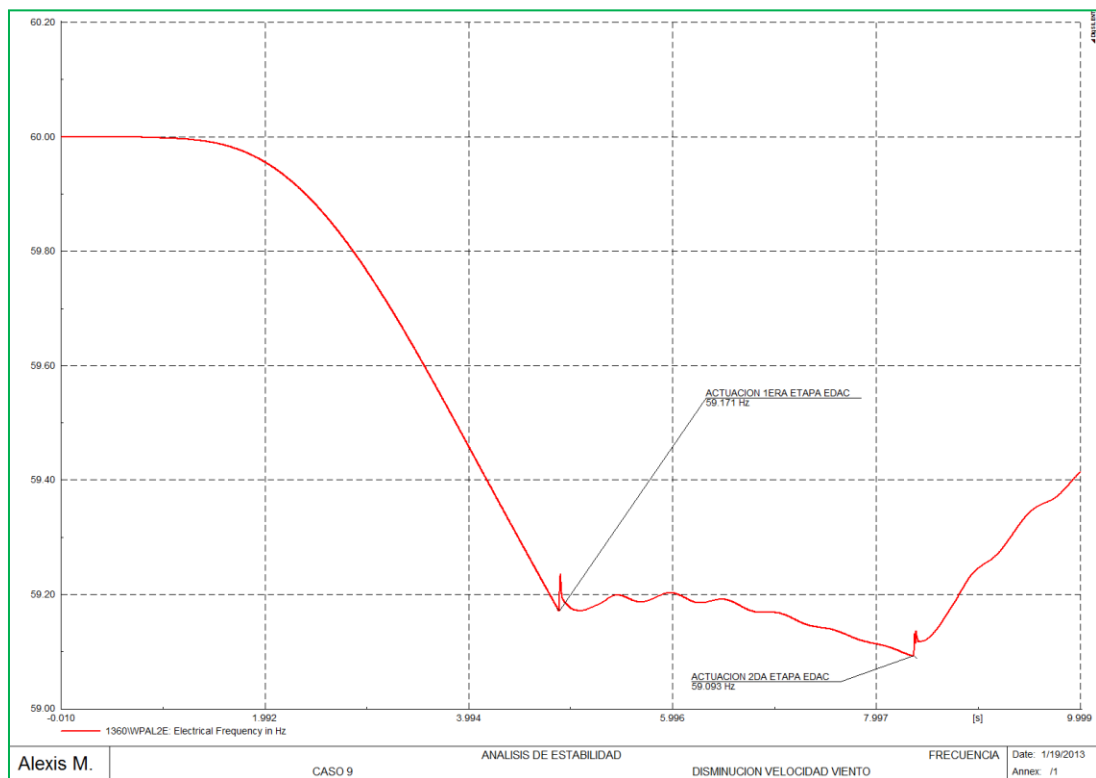


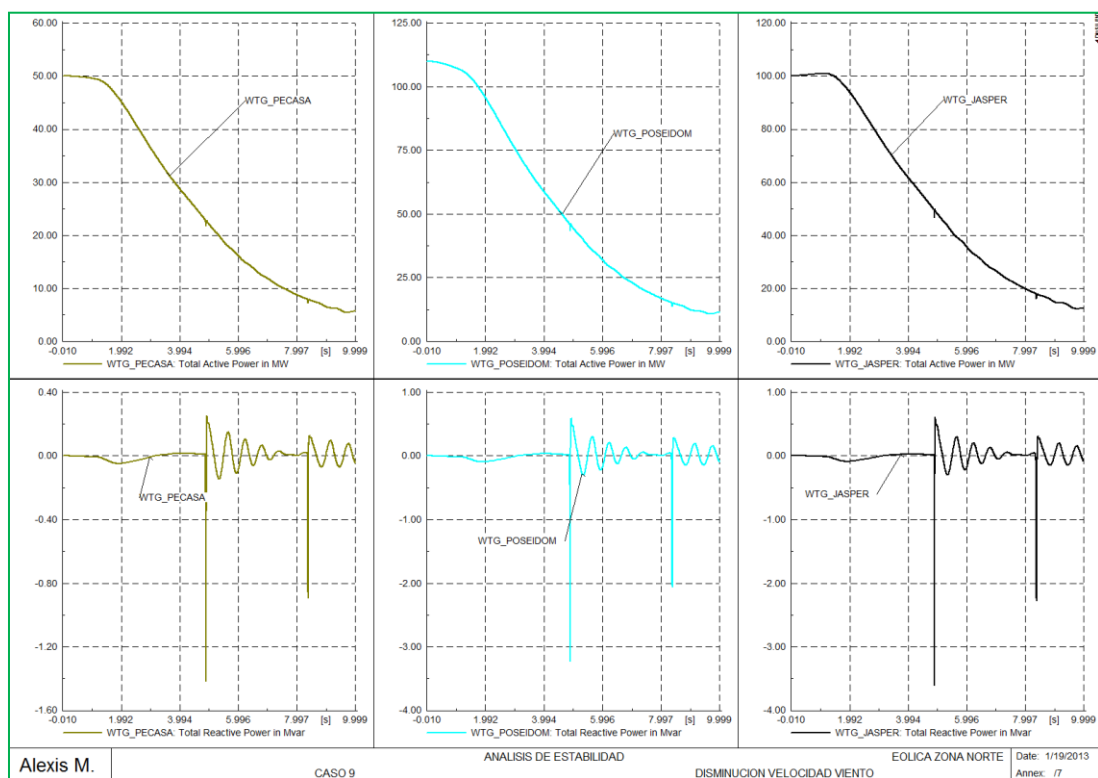
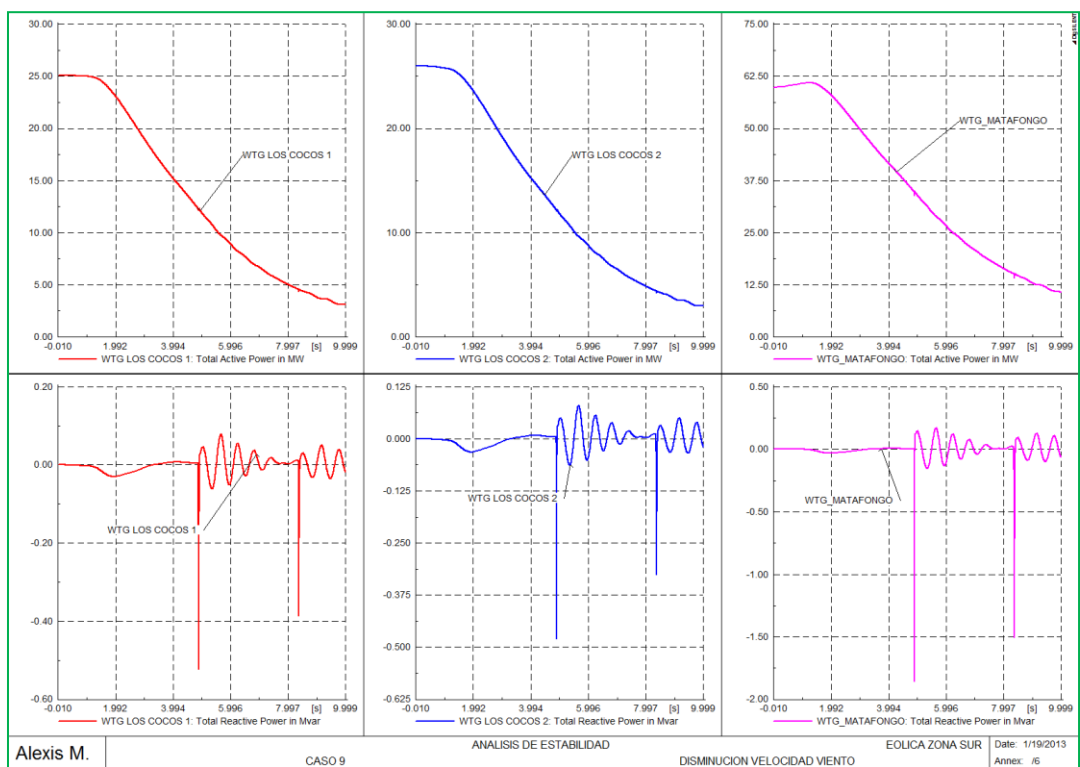
CASO 8:



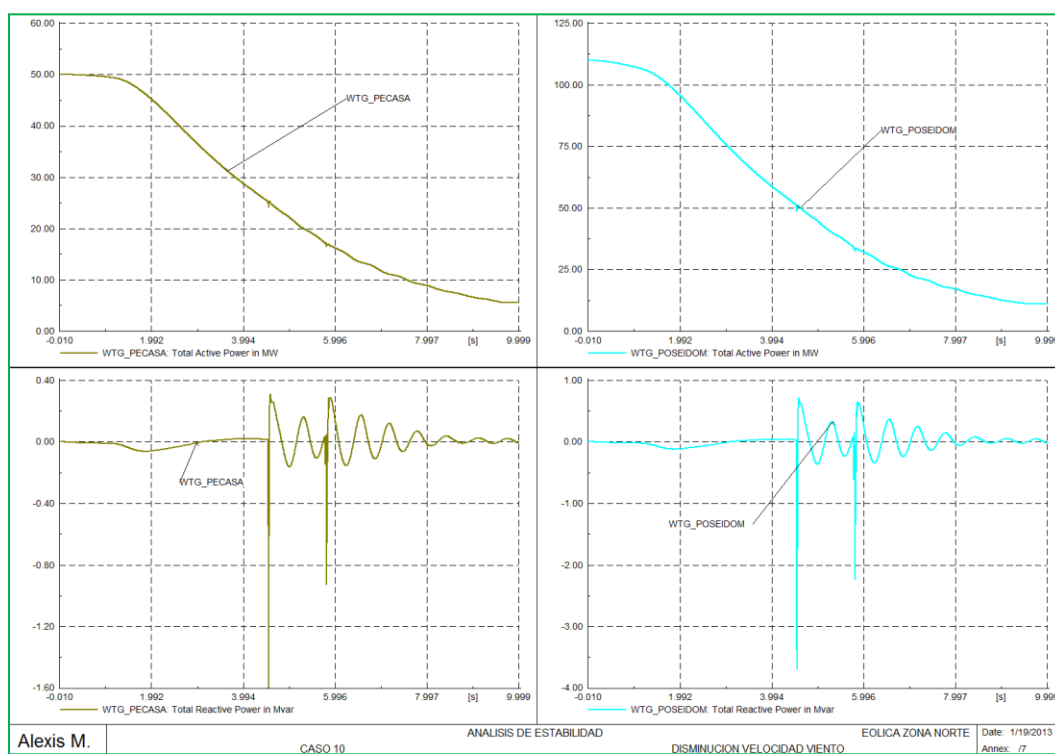
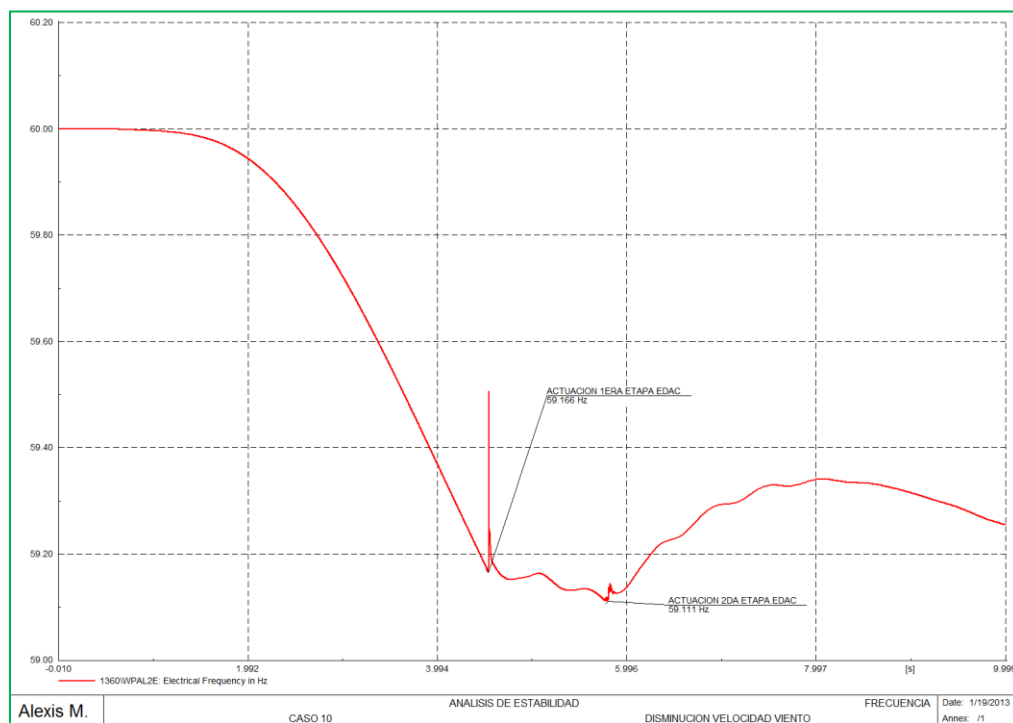


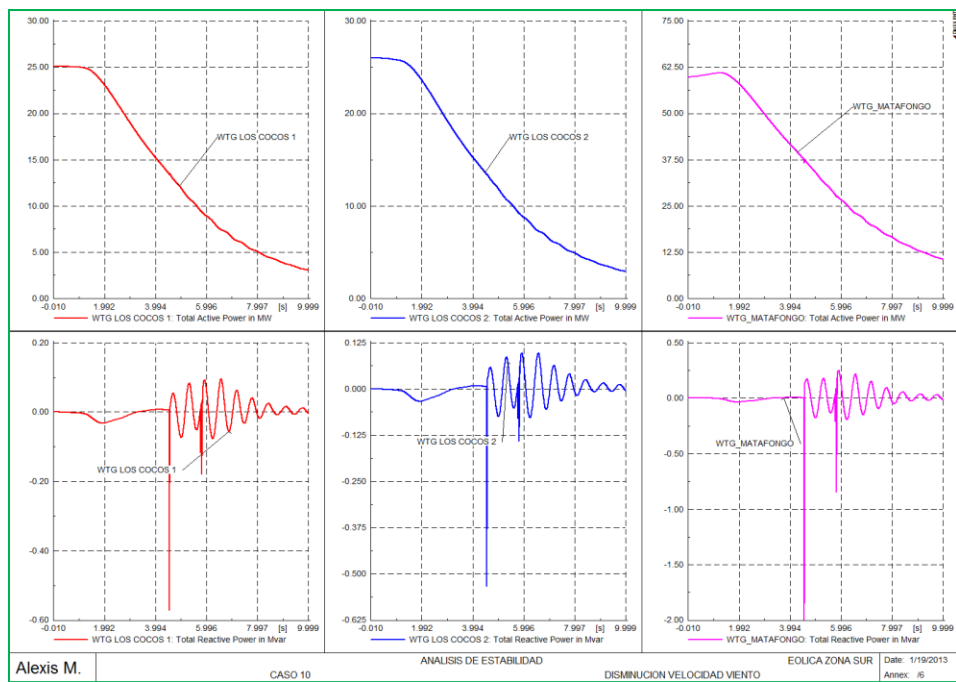
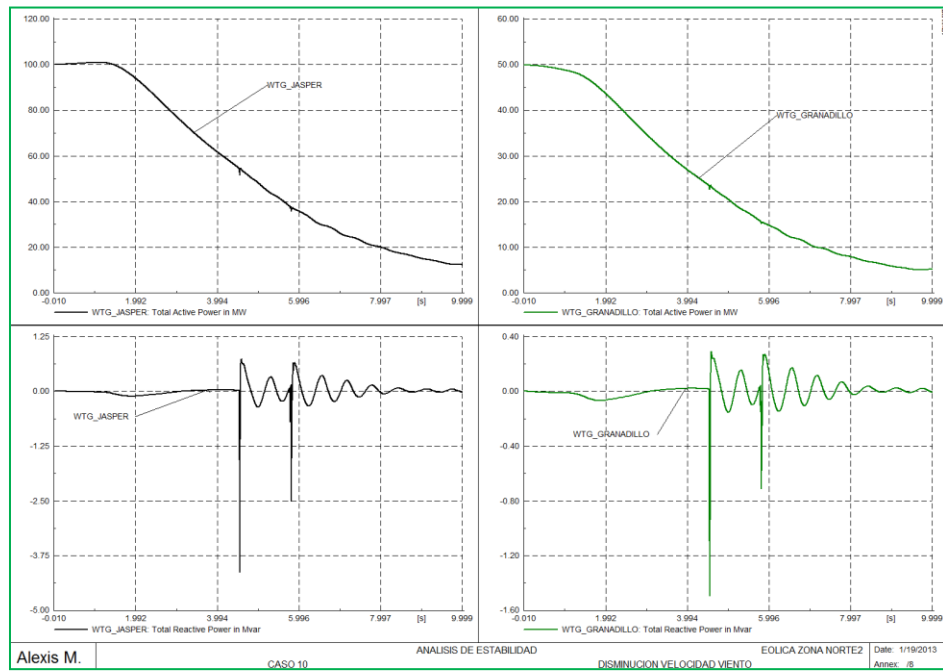
CASO 9:





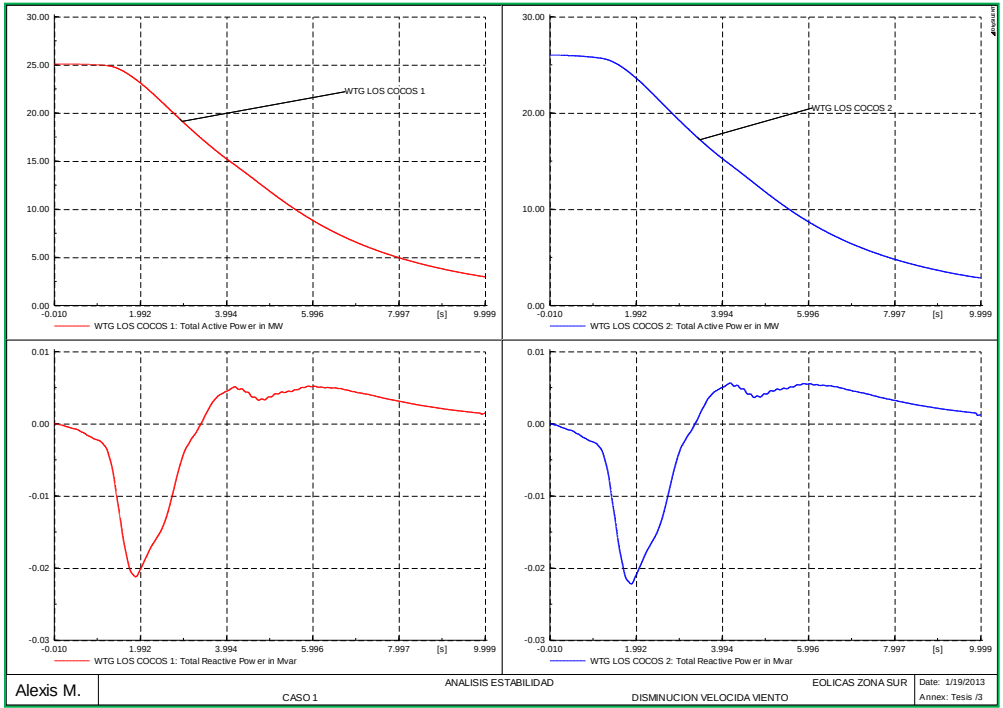
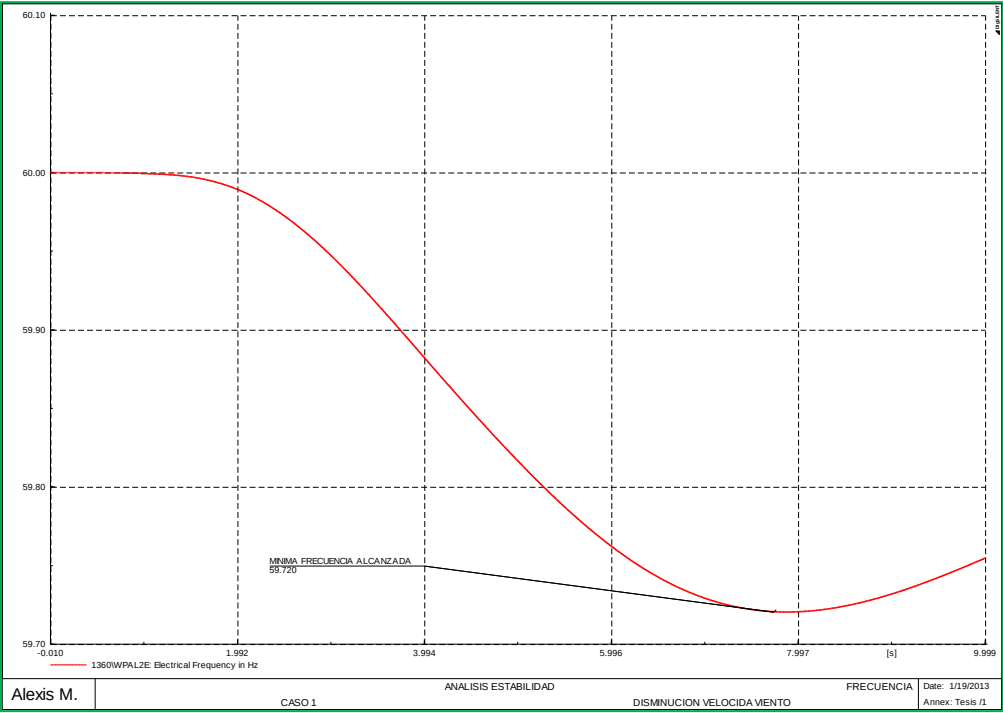
CASO 10:



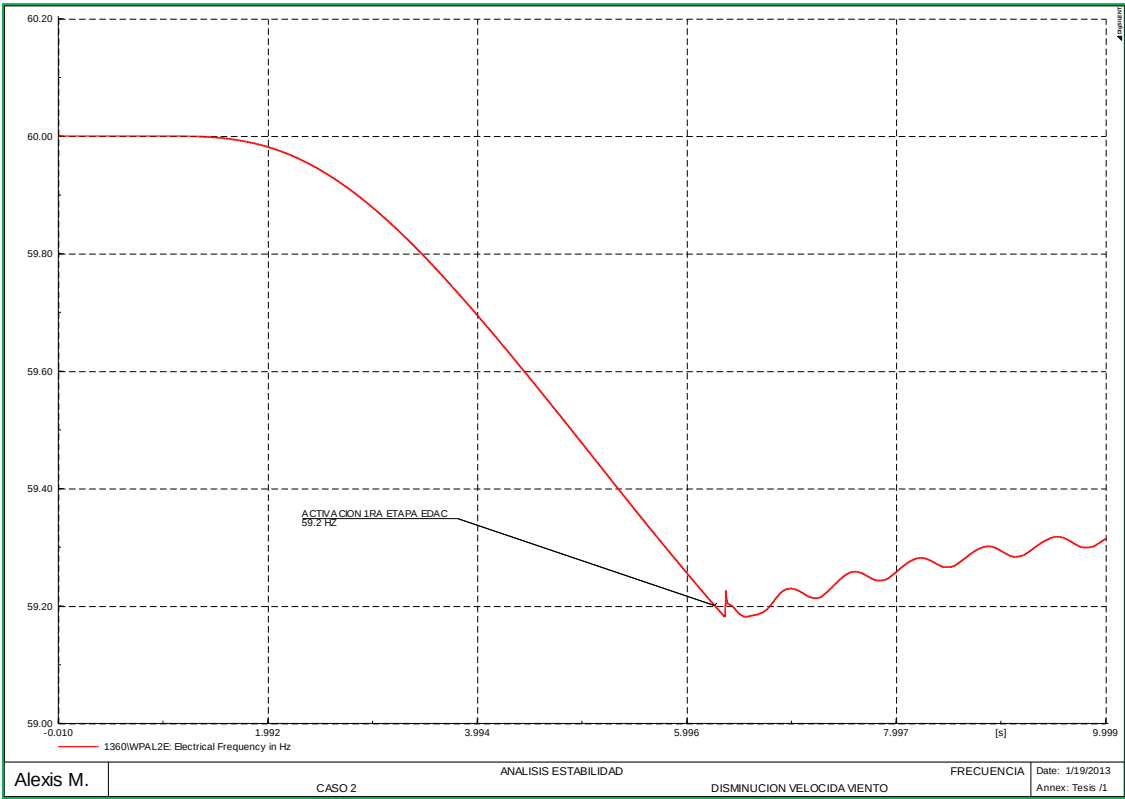


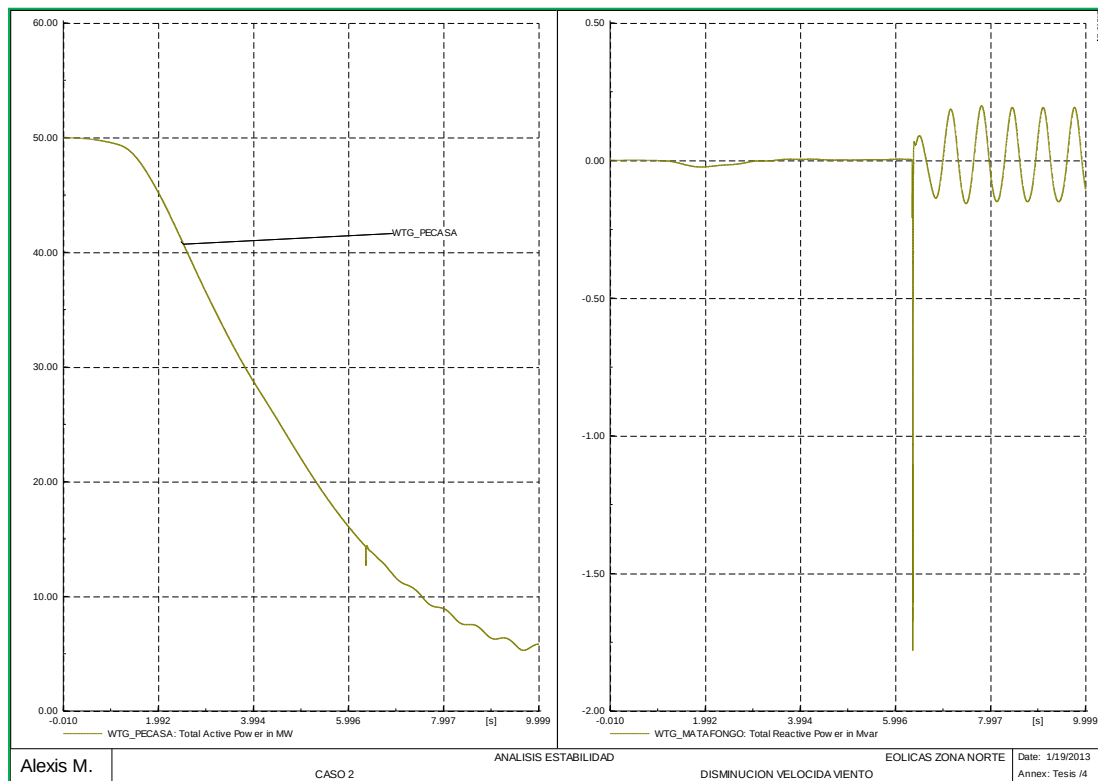
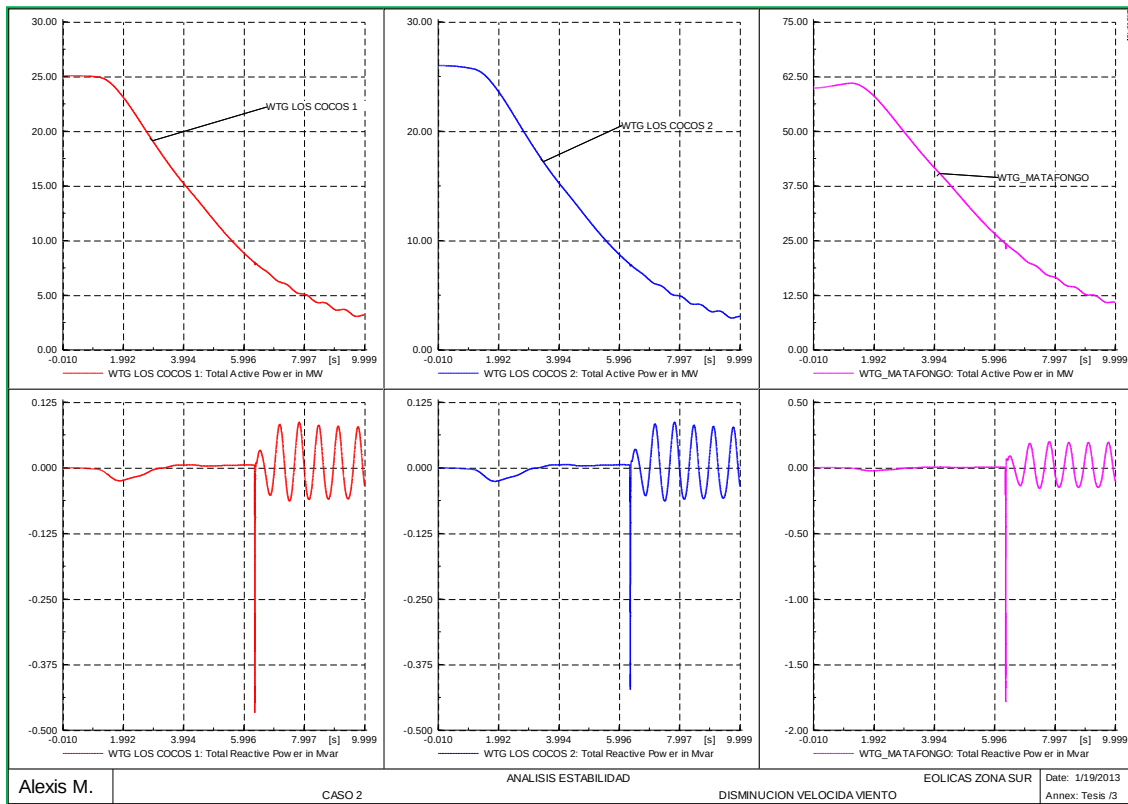
DEMANDA MINIMA

CASO 1:

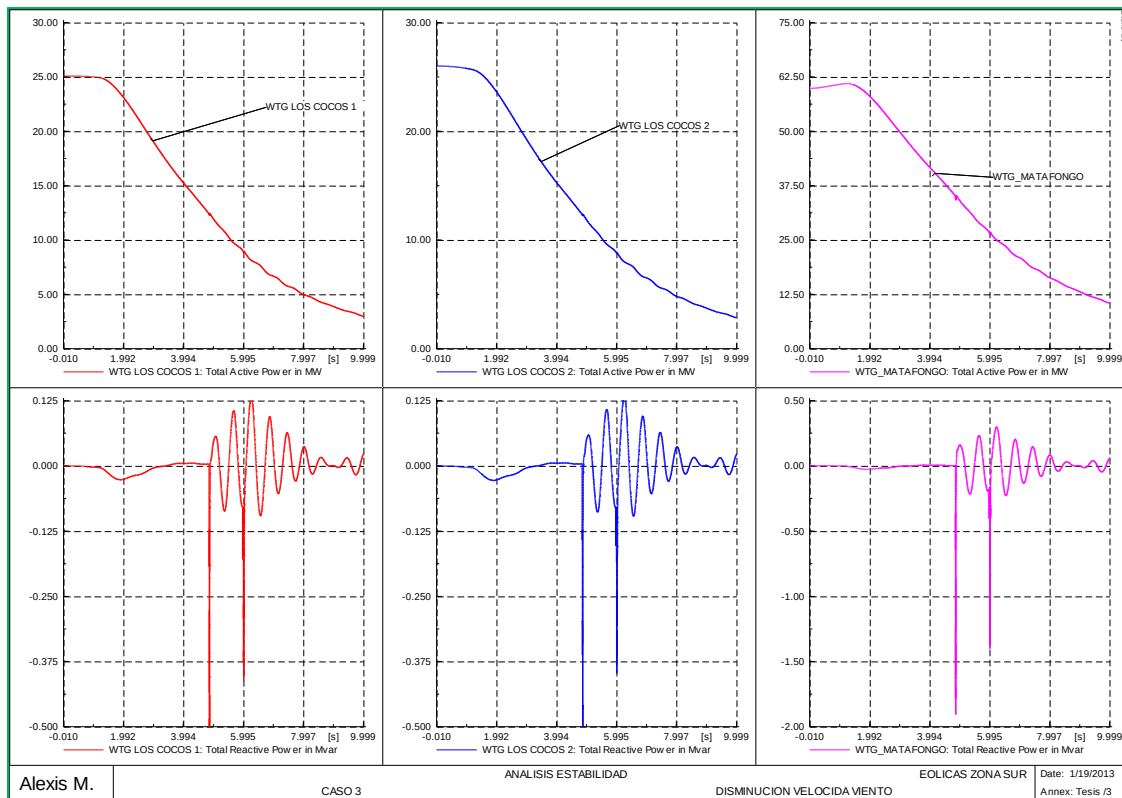
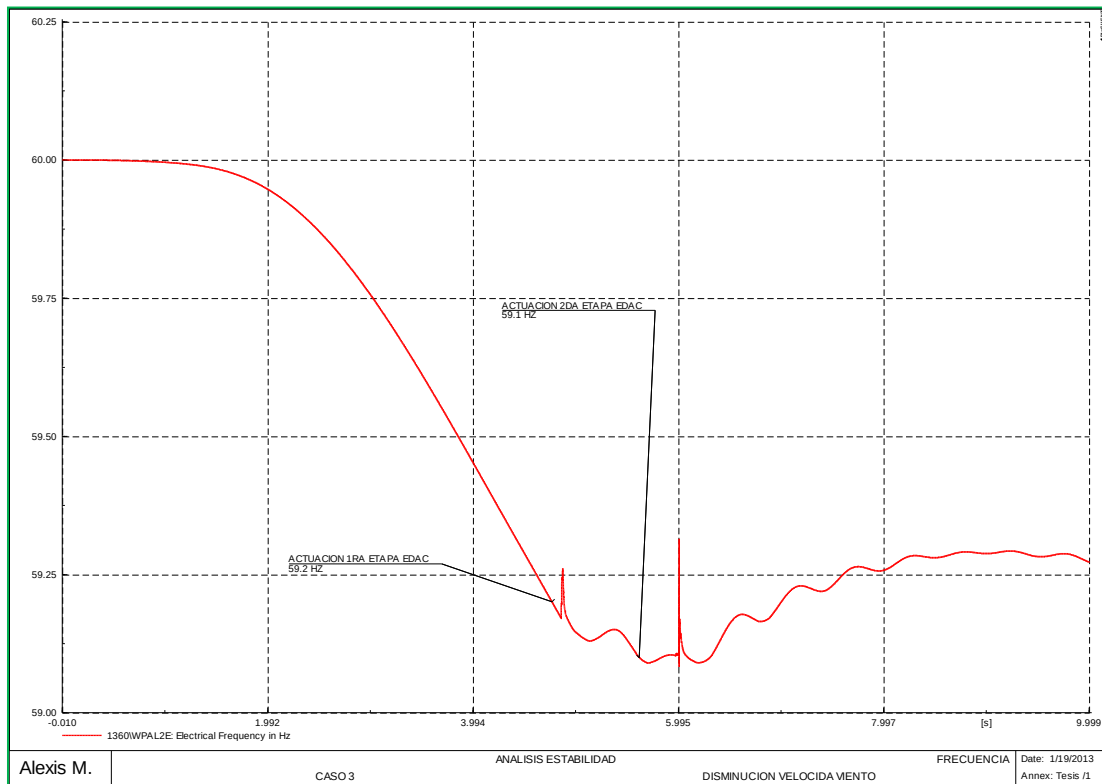


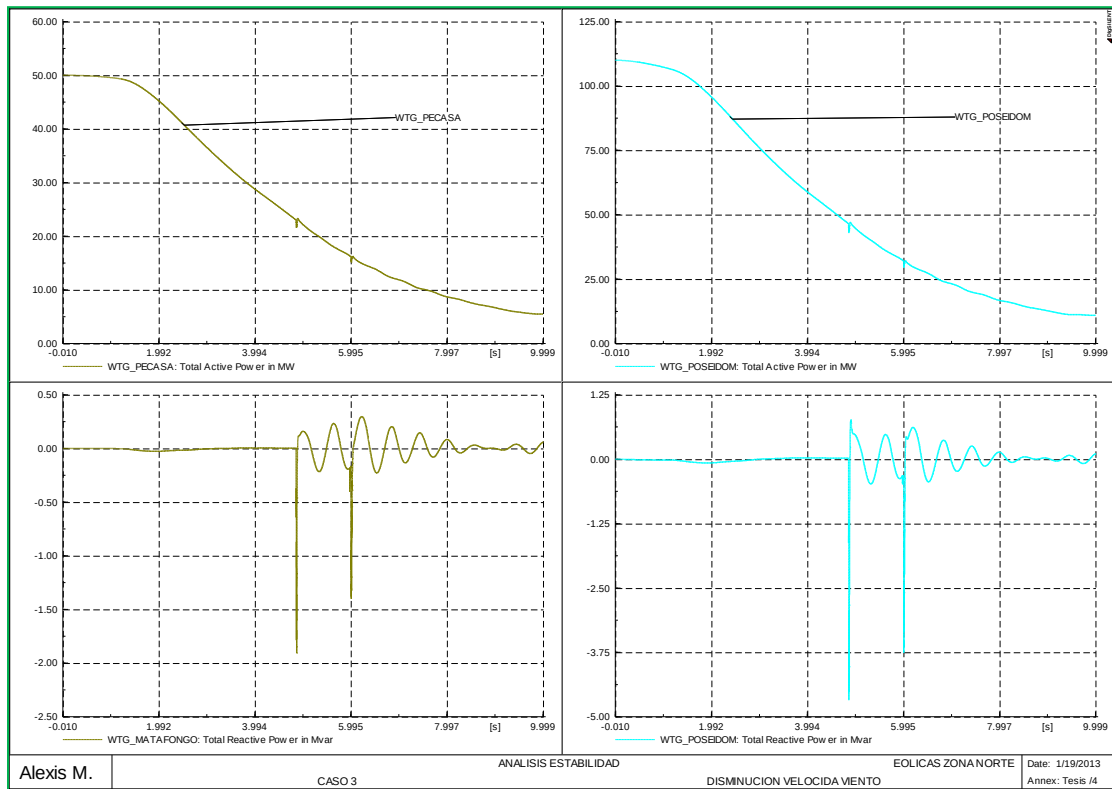
CASO 2:



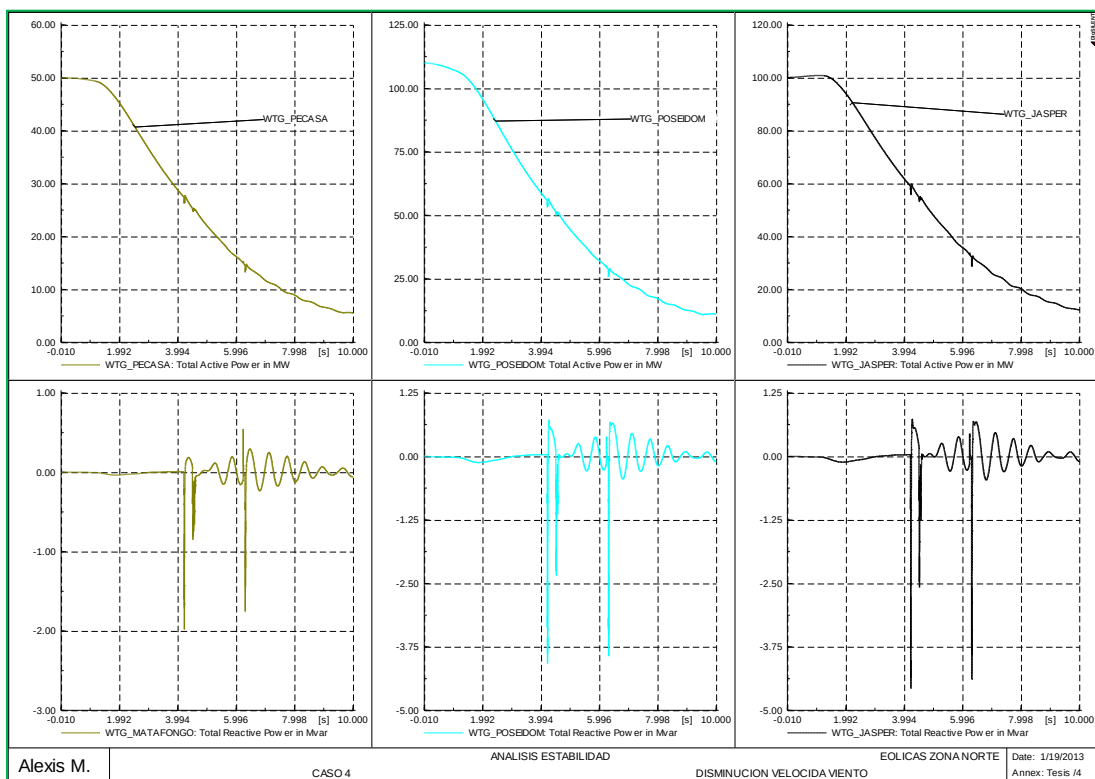
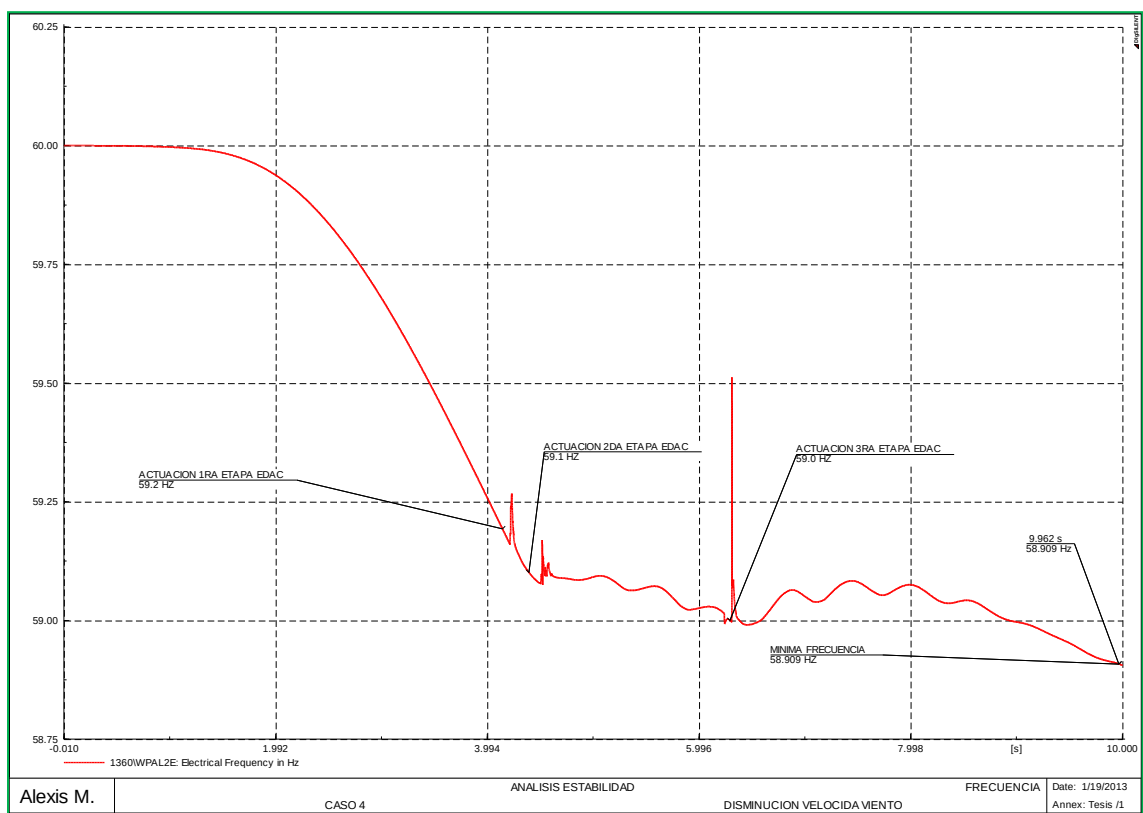


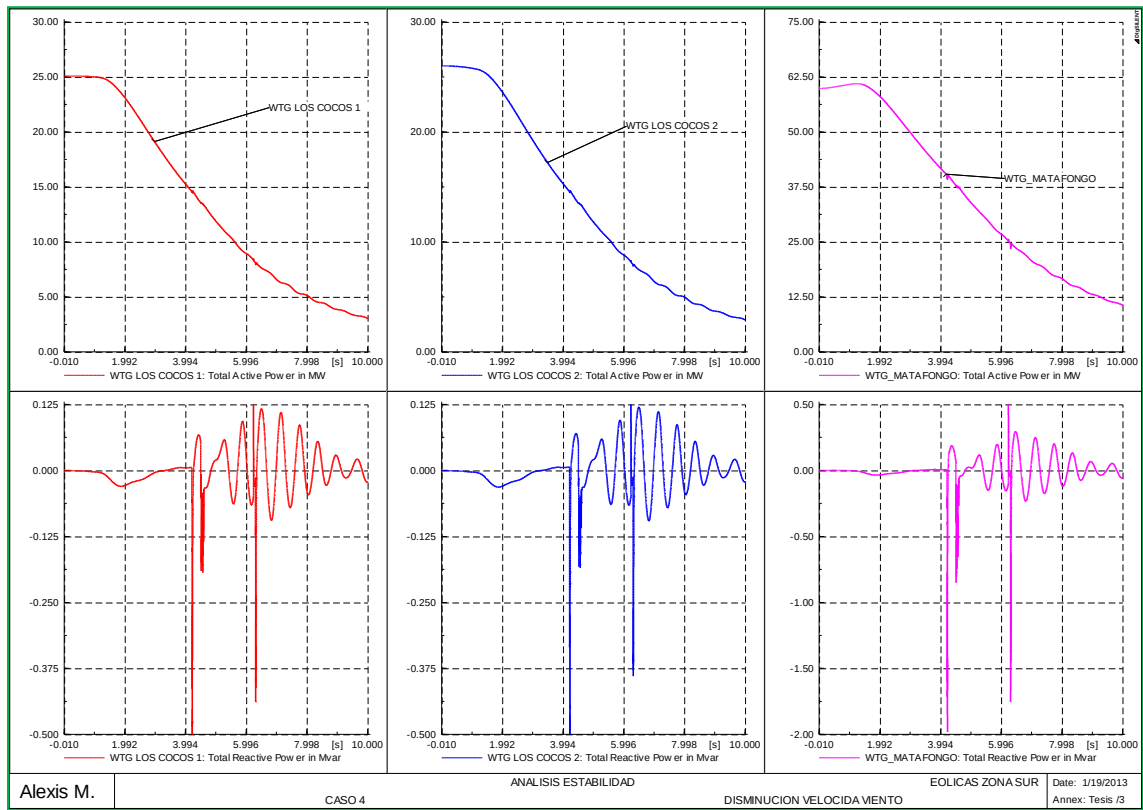
CASO 3:





CASO 4:





CASO 5:

