

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN AGUSTÍN DE AREQUIPA

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE
PRODUCCIÓN Y SERVICIOS**



**ANÁLISIS DE LA INTRODUCCIÓN DE PROYECTOS RER EN LA ZONA SUR
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SEIN**

Tesis presentada por el bachiller:

RAMOS GARCIA, JOSUE JHONATAN

Para optar el grado académico de Maestro en
Gestión de la Energía con mención en
Electricidad

Asesor: Mg. Zela Huarachi, Alfredo Oscar

Arequipa – Perú

2022

DEDICATORIA

A mi esposa e hijos por su apoyo incondicional lo cual me motiva día a día para lograr mis objetivos y haber podido culminar mis estudios de Maestría.

AGRADECIMIENTOS

A los Docentes que han contribuido en el proceso del desarrollo de la presente maestría y a la buena organización de la dirección de escuela de posgrado quien junto a su equipo de trabajo nos brindaron todo el apoyo y soporte para la realización de clases presenciales y virtuales dadas las circunstancias actuales que nos ha tocado vivir a cada uno por esta Pandemia del SARS-COV-2.

A la UNSA, por la oportunidad y apoyo brindado mediante las áreas correspondientes que permitieron enriquecer el presente trabajo de investigación.

PRESENTACIÓN

Se denomina Energía Renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o por ser capaces de regenerarse por medios naturales.

En consideración su grado de desarrollo tecnológico y a su nivel de penetración en la matriz energética de los países, las Energías Renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables No Convencionales. Dentro de las primeras se considera a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas se ubica a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicos, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas [1].

El aprovechamiento de las fuentes de energía renovable por el hombre es muy antiguo. Desde muchos siglos antes de nuestra era, energías renovables como la solar, eólica e hidráulica eran aprovechadas por el hombre en sus actividades domésticas, agrícolas, artesanales y comerciales.

Esta situación prevaleció hasta la llegada de la Primera Revolución Industrial del Siglo XVIII, cuando las energías renovables debieron ceder su lugar a los recursos fósiles como el petróleo y el carbón que en ese momento se ofrecían como fuentes energéticas abundantes y baratas. La revolución industrial desencadenó también los cambios sociales y económicos que dieron lugar al posterior desarrollo la gran industria hidroeléctrica considerada hoy como fuente energética renovable convencional.

Hoy en día se considera el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de

electricidad. En el Perú es el Ministerio de Energía y Minas es la autoridad nacional competente encargada de promover proyectos que utilicen RER.

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

RESUMEN

Palabras Clave: Energías Renovables, RER Recursos de Energías Renovables, SEIN Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

La presente investigación tiene como propósito analizar el impacto de la incorporación de fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico peruano; así como revisar la normativa actual e identificar los puntos de mejora y las adecuaciones que se tendrán que prever a corto plazo.

Los resultados de la investigación determinan que la capacidad actual del sistema eléctrico permite la incorporación de este tipo de energías renovables, pero a su vez se identifica que se deben considerar puntos de mejora en temas de mejora de instalaciones y tecnologías para almacenamiento de energía y la elaboración de un nuevo marco regulatorio que permita fomentar las energías RER acorde con la situación actual del SEIN.

ABSTRACT

Key Word: Renewable Energies, RER Renewable Energy Resources, SEIN National Interconnected Electric System.

The purpose of this research is to analyze the impact of the incorporation of renewable energy sources in the Peruvian electrical system; as well as reviewing current regulations and identifying points for improvement and adjustments that will have to be foreseen in the short term.

The results of the research determine that the current capacity of the electrical system allows the incorporation of this type of renewable energy, but at the same time it is identified that points of improvement should be considered in matters of improvement of facilities and technologies for energy storage and the preparation of a new regulatory framework that allows promoting RER energies in accordance with the current situation of the SEIN.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
PRESENTACIÓN.....	IV
RESUMEN	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE DE CONTENIDOS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
INTRODUCCIÓN	XVI
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Descripción de la Realidad Problemática	1
1.2. Problema principal.....	6
1.3. Objetivos.....	7
1.3.1. Objetivo principal	7
1.3.2. Objetivos específicos	7
1.4. Hipótesis de la investigación.....	7
1.5. Variables e Indicadores.....	8
1.5.1. Variable Independiente	8
1.5.2. Variable Dependiente	8
1.6. Viabilidad de la investigación.....	8
1.6.1. Viabilidad técnica	8

1.6.2.	Viabilidad operativa.....	8
1.6.3.	Viabilidad económica.....	8
1.7.	Justificación e Importancia de la Investigación.....	9
1.7.1.	Justificación.....	9
1.7.2.	Importancia.....	9
1.8.	Alcance.....	9
1.9.	Tipo y Diseño de la investigación.....	10
1.9.1.	Tipo de la investigación.....	10
1.9.2.	Diseño de la investigación.....	10
1.10.	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información.....	10
1.10.1.	Técnicas.....	10
1.10.2.	Instrumentos.....	11
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....		12
2.1.	Antecedentes de la Investigación.....	12
2.2.	Estado del Arte.....	14
2.3.	Marco Conceptual.....	18
2.3.1	Una Visión General.....	18
2.3.2	Diversificación de la Matriz Energética.....	24
2.3.3	Política y Regulación del Sistema Eléctrico Peruano.....	25
2.3.4	Marco Normativo e Institucional de los RER.....	28
2.3.5	Subastas de Electricidad RER en el Perú.....	32
2.3.6	Análisis de las Subastas RER.....	36

2.4. Marco conceptual de estabilidad y control de frecuencia en sistemas de potencia que integran RES.....	39
2.4.1 Estabilidad en los Sistemas de Potencia	39
2.4.2 Impacto de la Generación Renovable en la estabilidad de un Sistema de Potencia	41
2.4.3 Necesidad de una Reforma Regulatoria	49
2.5. Fundamentos de Control de frecuencia y potencia	50
2.5.2 Equilibrio entre demanda y generación	50
2.5.2 El generador síncrono como elemento regulador de potencia	53
2.5.3 Regulación primaria, secundaria y terciaria	55
2.6. Fundamentos de Control de frecuencia y potencia	58
2.7.1 La inercia del Sistema	58
2.6.2 Regulación de la Frecuencia en un sistema aislado	61
2.7. Situación de los Recursos de Energías Renovables (RER).....	70
2.7.1 Análisis Global de los RER	70
2.7.2 Sistemas de Tarifas.....	71
2.7.3 Sistema de Cuotas.....	72
2.7.4 Políticas que fomentan los RER: Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú.....	76
2.7.5 Promoción del Mercado	78
2.7.6 Incentivos Fiscales.....	80
2.7.7 Análisis Integrado de las RER	86

2.7.8	Perspectivas de las RER.....	88
2.7.8	Aspectos positivos del modelo de mercado de los RER	90
2.7.9	Aspectos negativos del modelo de mercado de los RER	93
CAPÍTULO III: ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA.....		95
3.1.	Generalidades.....	95
3.1.1	Límites para la reducción de la Inercia	95
3.1.2	Operación de un Sistema con Baja Inercia	96
3.2.	Esquema de la propuesta.....	98
3.3.	Análisis Global de los RER.....	99
3.4.	Casos de Prueba	99
3.4.1	Sistemas IEEE 9 nodos	99
3.4.2	Modelo Power Factory del SEIN 2021-2030 (junio 2020)	101
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS ...		102
4.1.	IEEE 9 nodos / Variación del Modelo Uni-Nodal Simulink de Matlab	102
4.2.	Oscilaciones de la Frecuencia en un Sistema de baja Inercia	104
4.3.	Oscilaciones SEIN 15 de agosto del 2020.	106
4.4.	Modelamiento Digsilent – Sistema Troncal de Transmisión 2026 SEIN.....	108
4.4.1	Congestión en líneas de 500kV por inclusión de centrales RER y convencionales en la Zona Surde S.E. San José.....	108

4.4.2	Deficiencia de capacidad y confiabilidad en la zona de la S.E. Montalvo 500kV	110
4.4.3	Congestión de la transformación en SE Poroma por inclusión de centrales renovables no convencionales RER.....	112
	CONCLUSIONES	115
	GLOSARIO DE TÉRMINOS	119
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Gráfica 01	Opciones de generación eficiente en el SEIN.
Gráfica 02	Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Optimista.
Gráfica 03	Demanda de proyectos por zona 2020-2032, demanda base
Gráfica 04	Proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona sur, corto y largo plazo.
Gráfica 05	Tensiones de barra (pu) sin soluciones operativas, período 2023-2026, zona sur.
Gráfica 06	Agentes del mercado eléctrico.
Gráfica 07	Evolución del marco Normativo del Sector.
Gráfica 08	Participación de la generación de energía eléctrica 2018
Gráfica 09	Distribución de la producción RER 2018.
Gráfica 10	Evolución de los precios promedio (USD/MWh)
Gráfica 11	Estabilidad de un sistema de potencia
Gráfica 12	Frecuencia vs Tiempo. Estabilidad de Frecuencia.
Gráfica 13	Relación entre generación, demanda y frecuencia sistema.
Gráfica 14	Voltaje vs Tiempo. Estabilidad de voltaje.
Gráfica 15	Angulo rotor vs Potencia. Estabilidad de Voltaje.
Gráfica 16	Balance de energía en un sistema eléctrico.
Gráfica 17	Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.
Gráfica 18	Derivada inicial de la frecuencia
Gráfica 19	Respuesta inercial de la frecuencia ante un incremento de carga de 10%.
Gráfica 20	Frecuencia de regulación primaria ante un evento
Gráfica 21	Frecuencia mínima y final ante un evento
Gráfica 22	Sistema de prima Comparación de políticas de promoción de los RER
Gráfica 23	Evolución de las instalaciones regionales PV
Gráfica 24	Evolución de las instalaciones PV
Gráfica 25	Costo nivelado de electricidad para generadores RER

Grafica 26	Adicionales de capacidad neta de electricidad RER 2013-2022.
Grafica 27	Eficiencia energética mediante los RER.
Grafica 28	Inversión estimada de proyectos por tipo de tecnología.
Grafica 29	Precios promedio de los proyectos adjudicados.
Grafica 30	Sistema con inercia reducida.
Grafica 31	Modelamiento de la variación del sistema IEEE Nine Bus
Grafica 32	Modelo simplificado del sistema de transmisión y sus cargas
Grafica 33	Modelamiento simplificado de incremento de carga al 10%
Grafica 34	Potencia mecánica ante incremento de carga de 10%
Grafica 35	Frecuencia ante incremento del 10% de la carga
Grafica 36	Frecuencia ante incremento del 10% de la carga
Grafica 37	Frecuencia ante incremento del 10% de la carga
Grafica 38	Cambio aleatorio de la carga.
Grafica 39	Variación de la frecuencia ante cambio aleatorio de carga
Grafica 40	Variación de potencia activa.
Grafica 41	Variación de potencia reactiva.
Grafica 42	Reducción de la Inercia en el SEIN año 2020
Grafica 43	Congestión de LT 50 kV en SE San José
Grafica 44	Generación renovable no convencional SE San José
Grafica 45	HDN y MFI LT 500 kV Ocoña – San José
Grafica 46	HDN y MFI LT 500 kV San José -Montalvo
Grafica 47	Deficiencia de confiabilidad en SE Montalvo 500 kV
Grafica 48	HDN y MFI del TP 500/220 kV Montalvo
Grafica 49	HDN y MFI LT 220 kV Moquegua – Montalvo
Grafica 50	Contingencia operacional sur ante colapso de SE Montalvo
Grafica 51	Zona de la SE Poroma 500 kV
Grafica 52	Déficit operacional de la SE Poroma
Grafica 53	HDN y MFI LT TP 500/220 KV Poroma
Grafica 54	Nueva LT entre la SE San José y la SE Yarabamba 500 kV
Grafica 55	Segundo transformador en la SE Montalvo y LT 220 kV
Grafica 56	Ampliación de la SE Poroma

ÍNDICE DE TABLAS

Cuadro 1	Resumen de políticas de energías renovables en América Latina
Cuadro 2	Comparación de políticas de promoción de los RER
Cuadro 3	Modelo simplificado del sistema de transmisión y sus cargas
Cuadro 4	Análisis del comportamiento de la frecuencia
Cuadro 5	Registro de frecuencia, portal web COES
Cuadro 6	Cargabilidad de LT al 2026.
Cuadro 7	Cargabilidad en la zona de Montalvo
Cuadro 8	Cargabilidad de la zona de la SE Poroma

INTRODUCCIÓN

El consumo energético per cápita de un país está relacionado con el nivel de desarrollo de su economía. Por ejemplo, Estados Unidos tiene un consumo energético siete veces mayor al peruano. Asimismo, el mayor crecimiento económico conduce a más emisión de gases de efecto invernadero (GEI), como resultado del incremento en la actividad económica.

En Perú, la generación eléctrica se ha encontrado históricamente concentrada en fuentes hídricas convencionales. En el año 2000 esta fuente representaba el 87% del total de energía producida en territorio peruano, mientras que en 2013 su participación fue de 54%. A pesar de que este tipo de centrales genera un volumen de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) ínfimamente pequeño en el proceso de operación, durante las fases de construcción puede provocar algunos efectos adversos sobre el ambiente.

Por ello, el impulso de la explotación de las fuentes de RER (como las fuentes eólicas y solares) en la generación eléctrica ocasiona un impacto ambiental positivo al mitigar las emisiones de GEI en la atmósfera [2].

Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindado un impulso importante a las fuentes de RER, como la biomasa y biogás, las fuentes solares, eólicas y minihidráulicas. En 2008, mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, se estableció la promoción de este tipo de fuentes de energía para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente.

En nuestro país se vivió una importante transición energética a partir del uso del gas natural de Camisea. Este recurso energético reemplazó el uso del carbón, teniendo menos efectos adversos sobre la atmósfera. El gas se conoce

a menudo como un combustible de transición, a medida que los países avanzan hacia una descarbonización profunda y hacia un uso de más energía renovable.

Las emisiones de GEI y sus efectos nocivos sobre el ambiente se hubiesen intensificado de no haber existido la disponibilidad de gas natural, debido al uso tradicional del carbón y los combustibles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, industrial y de transporte vehicular, combustibles que generan un mayor volumen de emisiones de CO₂.

Asimismo, en los últimos años, el Perú experimentó un importante incremento en el uso de combustibles modernos (gas licuado de petróleo o GLP, gas natural, electricidad), mientras que la utilización de combustibles tradicionales (leña, bosta, entre otros) descendió significativamente, lo cual contribuye con la mitigación de CO₂.

En el desarrollo de las fuentes de RER, el regulador energético tiene un papel fundamental, asegurando el acceso, la calidad y facilitando la inversión en infraestructura, además de proteger la neutralidad de mercado.

La responsabilidad del Estado es la de establecer objetivos estratégicos claros a largo plazo, asegurando un marco adecuado para su consecución por medio de la regulación económica.

Un objetivo del Perú sería tener hacia 2040 una matriz energética diversificada, competitiva, con énfasis en las fuentes de RER (al menos del 20%) y que fomente la eficiencia energética. Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindando un impulso importante a las fuentes de RER, como la biomasa y biogás, las fuentes solares, eólicas y minihidráulicas.

La energía renovable no convencional (RER) utiliza el flujo inagotable de fuentes naturales de energía (sol, viento, agua, crecimiento de las plantas,

movimiento del mar, entre otras) para abastecer la creciente demanda energética.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía y la participación del regulador energético es uno de los aspectos claves de la política energética nacional, al brindar un ambiente regulatorio estable.

El riesgo es uno de los mayores obstáculos en la búsqueda de financiamiento de los proyectos de RER. Así, los inversionistas requieren mayores rendimientos para cubrir su exposición al riesgo [2].

CAPÍTULO I:

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la Realidad Problemática

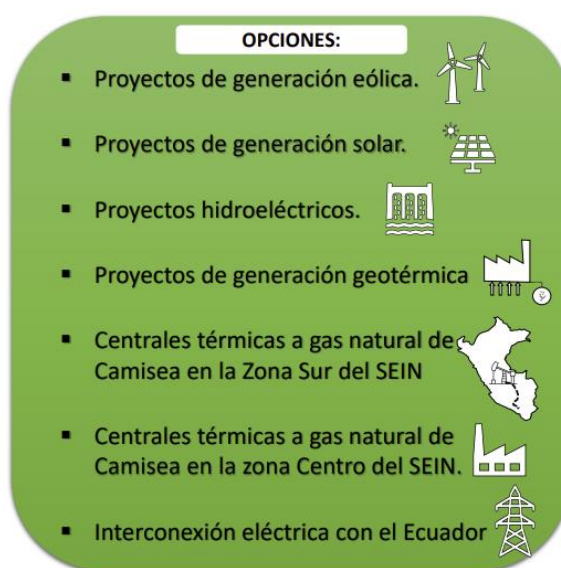
Actualmente, la matriz energética del Perú está compuesta en un 48% de generación eléctrica en base a gas natural, 43% de generación hidráulica, 3% con diésel y residual, 3% eólico y solar, 2% de carbón y 1% de biomasa y biogás [3].

Esto significa que el país tiene una alta dependencia de dos recursos, que son el gas natural y el agua y que, de fallar alguno, generaría una significativa crisis en el país. Además, la situación de excedentes de generación eficiente en el SEIN no es homogénea a lo largo del territorio nacional. Se tiene déficit de generación en la zona norte y sur, que hacen necesaria la promoción de nueva generación eficiente, confiable y auto sostenible en dichas zonas.

Situación Actual del SEIN

Actualmente se cuenta con una oferta de Generación Eficiente definida solo hasta el año 2025, la cual está compuesta por proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución debido a que cuentan con contratos de suministro de energía, con autorización o concesión definitiva de generación y que presentan grados de avance acordes con sus compromisos contractuales. Esta cartera de proyectos comprometidos totaliza una capacidad instalada de 819 MW de Generación Eficiente hasta el año 2025 [4].

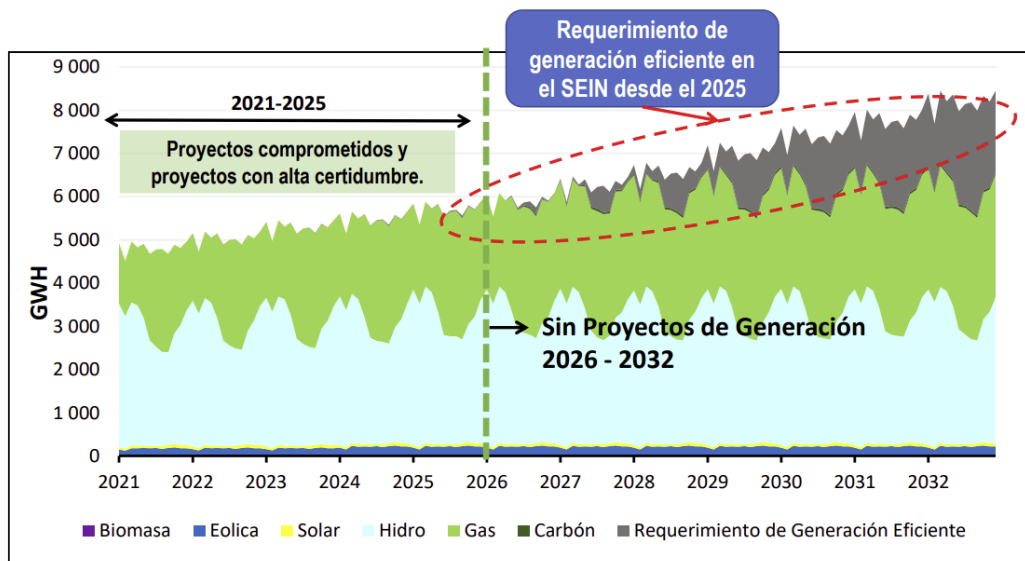
Ante la probable falta de Generación Eficiente en el SEIN a partir del 2026, se ha evaluado y estimado su requerimiento para cubrir demanda del SEIN en el periodo 2026-2032. Este requerimiento de nueva oferta de Generación Eficiente podría provenir de fuentes de generación renovable y no renovable de bajo costo operativo, y complementariamente las interconexiones internacionales. En la siguiente figura se muestra las opciones de nueva oferta de generación:



Gráfica 01: Opciones de generación eficiente en el SEIN

Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN

Como resultado de este despacho de generación se observa que a partir del año 2025 será necesario contar con nueva generación eficiente en el SEIN. En el siguiente gráfico se observa la cobertura de demanda de energía (GWh) del SEIN.



Gráfica 02: Despacho de generación sin nuevos proyectos de generación 2026-2032 – Demanda Optimista

Actualmente se cuenta con un plan de expansión de la generación solo hasta el año 2025, el cual está conformado por proyectos comprometidos y de alta certidumbre de ejecución, los cuales totalizan 819 MW de generación eficiente.

Para garantizar un cierto margen de reserva con generación eficiente en el SEIN, será necesario que ingrese nueva generación eficiente a partir de año 2026, 2029 y 2025 para los escenarios de demanda media, pesimista y optimista respectivamente.

A partir del año 2026 la expansión de nueva generación es incierta, pero el SEIN cuenta con varias opciones de oferta de generación eficiente, que podrían desarrollarse para cubrir el Requerimiento de nueva Generación Eficiente en el SEIN.

Los incrementos en potencia media (en MW) determinados a partir del requerimiento de nueva Generación Eficiente en el periodo de análisis, cubrirían aproximadamente la máxima demanda del SEIN en cada

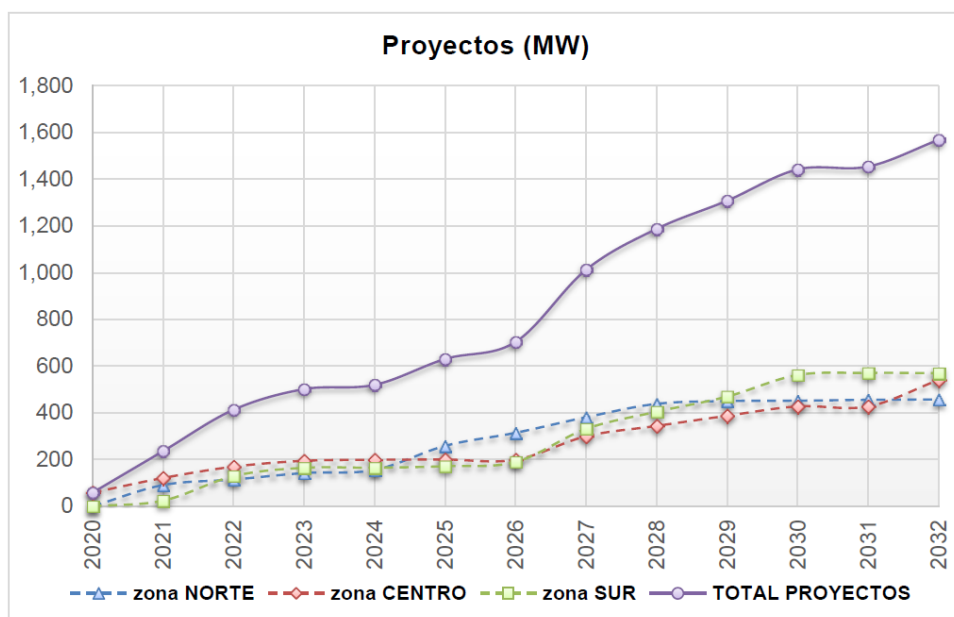
escenario de demanda analizado, estas opciones de oferta de generación podrían estar conformadas por proyectos de generación renovable y no renovable.

El Sur del País

En la condición de operación normal se observan márgenes de carga positivos que atenderá el suministro eléctrico en todo el periodo de corto plazo [4].

En la condición de operación en contingencia se observan inicialmente márgenes de carga negativos (déficits), que se solucionarán con el ingreso de los proyectos vinculantes de todos los planes de transmisión aprobados que ingresarían antes del 2026.

En la zona Sur del SEIN para el 2032, se tiene congestiones en la LT 500 kV Ocoña – San José, en el transformador de SE Yarabamba y LT 220 kV Socabaya – Moquegua. Para escenarios con mayor desarrollo de generación térmica en el Sur.



Gráfica 03: Demanda de proyectos por zona 2020 – 2032, escenario Demanda Base

Fuente: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN

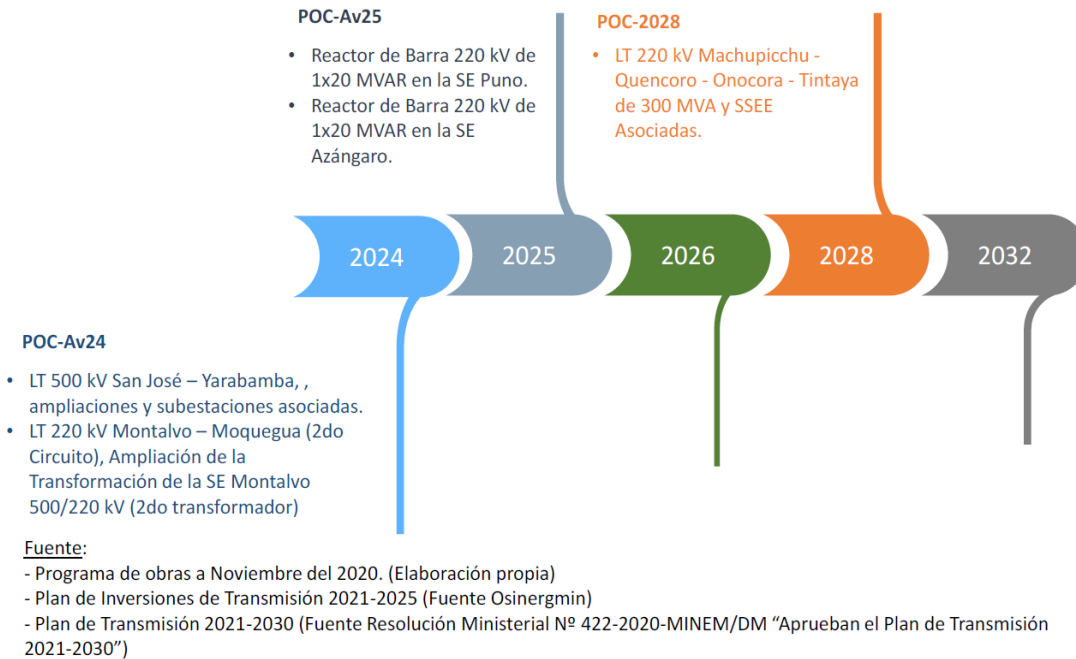
La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur.

La salida del transformador de Montalvo 500/220 kV producirá el colapso de la zona Sur en los escenarios de máxima demanda de avenida y estiaje. Los colapsos de tensión se producirán hasta antes del ingreso del segundo transformador 500/220 kV Montalvo y línea de 220 kV Montalvo-Moquegua [4].

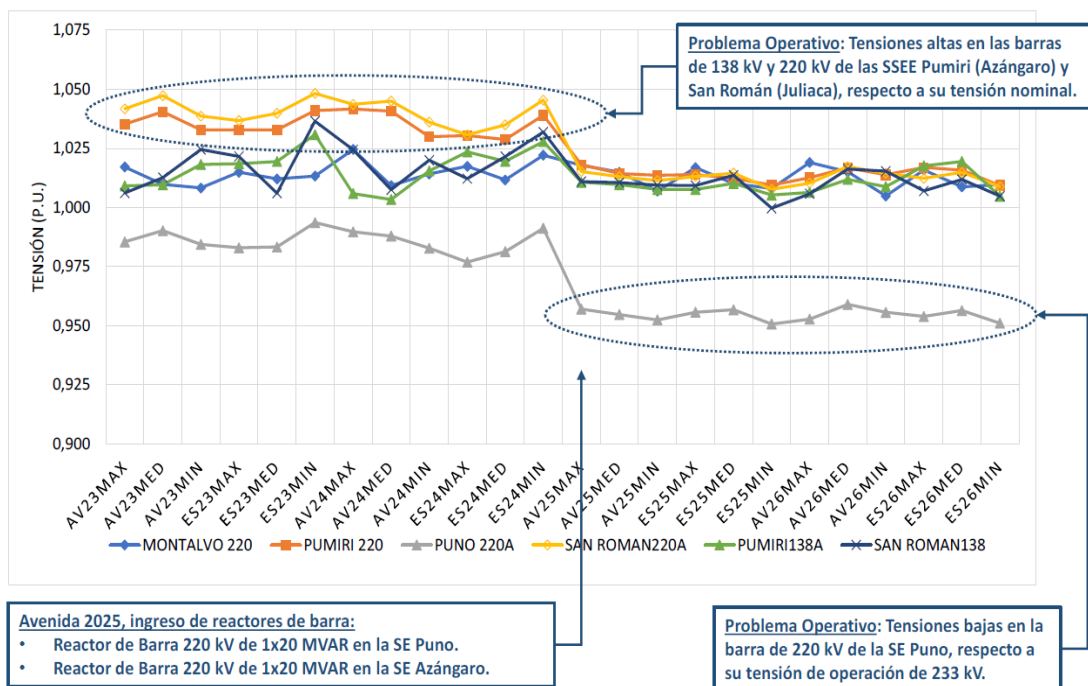
Desde el punto de vista operativo, las contingencias severas deben ser tratadas de acuerdo con los procedimientos del Centro de Control del COES para estos casos. Desde el punto de vista de planificación, estas contingencias deberán ser analizadas en la actualización del Plan de Transmisión de acuerdo con los Criterios y Metodología establecidos.

Cabe resaltar, que la salida de transformadores de potencia tiene una probabilidad muy baja, como visto en la operación, y en el caso de la pérdida de un transformador de potencia de 500/220 kV debido a la falla de un polo, se prevé la conexión de un polo de reserva. Con esta previsión se podrá restablecer el servicio del transformador en horas.

La siguiente figura muestra el periodo tentativo de Puesta en Operación Comercial (POC) de los proyectos del programa de obras de transmisión troncal de la zona Sur.



Gráfica 04: Proyectos del Programa de obras de transmisión troncal de la zona sur, corto y largo plazo.



Gráfica 05: Tensiones de narra (p.u) sin soluciones operativas, periodo 2023-2026, zona sur.

1.2. Problema principal.

El presente trabajo busca responder a la siguiente pregunta:

¿En qué medida es importante el desarrollo de las energías RER y cuál es el impacto que tendrá en la zona sur del país?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo principal

- ✓ Analizar el impacto de la introducción de energías RER en la zona Sur del SEIN.
- ✓ Evaluar los criterios mínimos y brindar recomendaciones para mantener estable la red eléctrica zona sur del SEIN ante el ingreso de energías RER.

1.3.2. Objetivos específicos

- ✓ Detallar los beneficios de las fuentes de energías RER.
- ✓ Evaluar las condiciones actuales de operación del SEN y las posibles consecuencias con la introducción de energías RER.
- ✓ Analizar el contexto normativo peruano en energías RER.

1.4. Hipótesis de la investigación.

El análisis desarrollado permitirá conocer si el sistema eléctrico SEN está preparado para la introducción de energías RER en la zona sur del país. Así como, permitirá analizar el impacto de cada uno de los proyectos en cartera y propondrá recomendaciones para mitigar el impacto del ingreso de estas nuevas fuentes de energía garantizando la operación estable de la red eléctrica peruana.

1.5. Variables e Indicadores

1.5.1. Variable Independiente

- ✓ Análisis de Flujo de carga considerando los nuevos proyectos en el sur del SEIN.
- ✓ Escenarios y Contingencias para los sistemas de prueba

1.5.2. Variable Dependiente

- ✓ Modelamiento
- ✓ Preparación de escenarios
- ✓ Consideraciones para el análisis

1.6. Viabilidad de la investigación.

1.6.1. Viabilidad técnica

La presente investigación de tesis se justifica desde el punto de vista práctico ya que el análisis realizado permite analizar mediante escenarios el comportamiento del sistema eléctrico peruano ante la incorporación de energías RER.

1.6.2. Viabilidad operativa.

La presente investigación se justifica desde el punto de vista operativo ya que permite representar la operación del sistema considerando los nuevos proyectos RER y considera los criterios mínimos para su correcta operación en tiempo real.

1.6.3. Viabilidad económica.

La presente investigación se justifica desde el punto de vista económico ya que permite identificar cuáles son los puntos de mejora del sistema eléctrico lo que permitirá tener una mayor robustez y asumir el

incremento de energías RER en el mercado peruano optimizando los costos de inversión.

1.7. Justificación e Importancia de la Investigación.

1.7.1. Justificación

La presente investigación de tesis se justifica y sustenta ya que al analizar el ingreso de las energías RER, nos permite identificar cuáles son los puntos y/o ubicaciones de las subestaciones existentes donde se deben realizar mejoras en cuanto a capacidad de transformación y transmisión de la energía para mantener la operación es estado estable del sistema peruano.

1.7.2. Importancia.

La presente tesis de investigación se considera importante porque permite analizar el comportamiento del sistema eléctrico incorporando energías RER.

1.8. Alcance

La presente tesis de investigación tiene como alcance lo siguiente:

- ✓ Revisión de bibliografía y estado del arte.
- ✓ Definición de los criterios para el desarrollo de la investigación.
- ✓ Implementación y ajuste de los escenarios del modelamiento.
- ✓ Implementación de escenarios con los nuevos proyectos RER.
- ✓ Aplicación de métodos de flujo de carga
- ✓ Análisis de resultados
- ✓ Conclusiones y recomendaciones.

1.9. Tipo y Diseño de la investigación

1.9.1. Tipo de la investigación.

La presente tesis tiene carácter de investigación pues tiene como objetivo analizar el estado actual del sistema eléctrico peruano (SEIN) con el fin de identificar cuáles serían las condiciones óptimas para la introducción de energías RER considerando los nuevos proyectos que ya cuentan con estudios “EPO” aprobados.

1.9.2. Diseño de la investigación.

El diseño de la investigación correspondiente a esta tesis es de nivel de maestría en ingeniería, debido a que se estará aplicado conocimientos adquiridos en sistemas eléctricos asociados a la gestión de la energía, tales como:

- ✓ Flujo de carga
- ✓ Proyectos en gestión de energía de electrificación
- ✓ Proyectos de energías renovables y
- ✓ Proyectos de energías no convencionales, mediante investigación científica, básica y aplicada.

1.10. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información

1.10.1. Técnicas.

Los datos de los sistemas de prueba se tomaron de la web del COES. Asimismo, el procesamiento y validación de estos datos se realizará mediante simulaciones de flujo de carga con el fin de modelar los distintos escenarios y contingencias a partir de los cuales se sustentará la presente investigación.

1.10.2. Instrumentos.

Las fuentes de información consultadas para el desarrollo del presente trabajo de investigación son artículos científicos del Institute of Electrical and Electronic Engineering (IEEE), del Consejo Nacional de Grandes Redes Electricas (CIGRE), Plataforma web Science Direct, así como de Documentos Normativos, Artículos y Publicaciones de Osinergmin y COES.

Se consultó diversos libros y revistas relacionados a sistemas de potencia, estabilidad y control de sistemas de potencia, control de frecuencia y tensión, los cuales se encuentran debidamente citados en la bibliografía.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la Investigación

En Perú, la generación eléctrica se ha encontrado históricamente concentrada en fuentes hídricas convencionales. En el año 2000 esta fuente representaba el 87% del total de energía producida en territorio peruano, mientras que en 2013 su participación fue de 54%.

A pesar de que este tipo de centrales genera un volumen de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) ínfimamente pequeño en el proceso de operación, durante las fases de construcción puede provocar algunos efectos adversos sobre el ambiente. Por ello, el impulso de la explotación de las fuentes de RER (como las fuentes eólicas y solares) en la generación eléctrica ocasiona un impacto ambiental positivo al mitigar las emisiones de GEI en la atmósfera [2].

Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindado un impulso importante a las fuentes de RER, como la biomasa y biogás, las fuentes solares, eólicas y minihidráulicas. En 2008, mediante el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, se estableció la promoción de este tipo de fuentes de energía para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el ambiente.

En nuestro país se vivió una importante transición energética a partir del uso del gas natural de Camisea. Este recurso energético reemplazó el uso del carbón, teniendo menos efectos adversos sobre la

atmósfera. El gas se conoce a menudo como un combustible de transición, a medida que los países avanzan hacia una descarbonización profunda y hacia un uso de más energía renovable.

Las emisiones de GEI y sus efectos nocivos sobre el ambiente se hubiesen intensificado de no haber existido la disponibilidad de gas natural, debido al uso tradicional del carbón y los combustibles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, industrial y de transporte vehicular, combustibles que generan un mayor volumen de emisiones de CO₂.

Asimismo, en los últimos años, el Perú experimentó un importante incremento en el uso de combustibles modernos (gas licuado de petróleo o GLP, gas natural, electricidad), mientras que la utilización de combustibles tradicionales (leña, bosta, entre otros) descendió significativamente, lo cual contribuye con la mitigación de CO₂.

En el desarrollo de las fuentes de RER, el regulador energético tiene un papel fundamental, asegurando el acceso, la calidad y facilitando la inversión en infraestructura, además de proteger la neutralidad de mercado. La responsabilidad del Estado es la de establecer objetivos estratégicos claros a largo plazo, asegurando un marco adecuado para su consecución por medio de la regulación económica.

Un objetivo del Perú sería tener hacia 2040 una matriz energética diversificada, competitiva, con énfasis en las fuentes de RER (al menos del 20%) y que fomente la eficiencia energética. Ante este contexto, el Estado peruano ha estado brindando un impulso importante a las fuentes

de RER, como la biomasa y biogás, las fuentes solares, eólicas y mini hidráulicas.

La energía renovable no convencional (RER) utiliza el flujo inagotable de fuentes naturales de energía (sol, viento, agua, crecimiento de las plantas, movimiento del mar, entre otras) para abastecer la creciente demanda energética.

El desarrollo de las fuentes renovables de energía y la participación del regulador energético es uno de los aspectos claves de la política energética nacional, al brindar un ambiente regulatorio estable. El riesgo es uno de los mayores obstáculos en la búsqueda de financiamiento de los proyectos de RER.

Así, los inversionistas requieren mayores rendimientos para cubrir su exposición al riesgo. Por otro lado, existe una mayor percepción de riesgos en los proyectos de RER dada su dependencia de las políticas públicas y el bajo desarrollo inicial de estas tecnologías en los países en desarrollo

2.2. Estado del Arte

Los recursos energéticos renovables (RER) comprenden diferentes fuentes de energía (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas) que se caracterizan por generar impactos ambientales significativamente inferiores en comparación a las energías que proceden de los combustibles fósiles como el petróleo o el carbón. La razón es que su empleo comprende tecnologías de baja emisión de carbono, lo que contribuye a mitigar los efectos del cambio climático y sus consecuencias negativas para el ambiente y la sociedad [2].

En este sentido, la creciente preocupación por la conservación de los ecosistemas, el surgimiento de fenómenos como la lluvia ácida y el deterioro de la capa de ozono, han impulsado a que en diversos acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011) y el Acuerdo de París (2015), se concreten compromisos orientados a la prevención de los efectos del cambio climático. La realización de estas cumbres persigue que las políticas públicas de los países establezcan estrategias ambientales que conserven los ecosistemas y eviten el deterioro de la capa de ozono. El nuevo modelo de desarrollo sostenible ha permitido que un mayor número de países reestructuren sus políticas energéticas con el objetivo de promover los RER.

El crecimiento de un país se encuentra estrechamente vinculado con la energía que produce, y esta puede tener distintas fuentes, ya sean renovables o no renovables. En el Perú, las fuentes de energía renovables han mostrado ciertos avances en los últimos años, debido a iniciativas legislativas que buscan promover el uso de Recursos Energéticos Renovables (RER), tal como el Decreto Legislativo N° 1002, el cual tiene como finalidad “fomentar la diversificación de la matriz energética, constituyendo un avance hacia una política de seguridad energética y de protección del medio ambiente” [5]. Sin embargo, para llegar a ser un país en el que la fuente principal de energía para los distintos sectores sean los recursos renovables, todavía queda un largo camino por recorrer.

“Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas” [6]. Son limpias, porque permiten disminuir la emisión de gases de carbono y de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, lo cual implica un aporte importante en la mitigación del cambio climático. Son inagotables, porque tiene como base recursos inacabables como los rayos solares, el viento, la biomasa, el mar y la fuerza del agua. Finalmente, son competitivas, porque, según la Agencia Internacional de Energía (AIE), este tipo de fuentes energéticas “se expandirá en un 50% entre el 2019 y 2024, liderada por la energía solar fotovoltaica” [7], lo cual demuestra su proyección a futuro.

Una de las formas de energía renovable más utilizadas en el Perú son las hidroeléctricas, las cuales tienen una participación de 55% en el total de energía producida en el país [8]. Sin embargo, esta fuente de energía ha sufrido una disminución desde el año 2000, época en la cual tenía una participación de 87% [2].

Esta situación se debe principalmente al uso y expansión del gas natural de Camisea. Ante este contexto, el Decreto Legislativo N° 1002 tiene como objetivo promover otras fuentes no convencionales de energía renovable, tales como la energía solar y eólica, puntos que se desarrollarán a continuación.

En primer lugar, la energía solar “se obtiene a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del sol” [9]. Esto significa que se utilizan captadores que permitan transformar los rayos solares en energía eléctrica o térmica, lo cual contribuye a su directo aprovechamiento a pequeña y gran escala.

Asimismo, si nos referimos a los costos que implica generar energía solar, estos han disminuido notablemente en los últimos años, ya que, en el año 2006, su obtención costaba 600 dólares por megavatio-hora (MWh), mientras que obtener el carbón y el gas natural ascendía a 100 dólares por MWh. Para el año 2016, el costo de la energía solar descendió a 50 dólares [10], lo cual demuestra un gran avance hacia la rentabilidad y viabilidad de esta fuente energética dentro del país.

En segundo lugar, la energía eólica “se origina del movimiento de las masas de aire, es decir, del viento” [11], y su aprovechamiento depende de aeromotores que transforman la energía del viento en energía mecánica que sea utilizable. El problema de este recurso es que la intensidad y velocidad del viento es variable, y depende de las características geográficas locales y temporales, por lo que, al igual que la energía solar, no puede ser utilizada como única fuente energética, sino que necesita el apoyo de energías convencionales [12], lo cual plantea un serio cuestionamiento a su viabilidad.

En el Perú, según el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el nivel de recurso eólico no es tan elevado, pero existen zonas de la costa con potencial, como Piura y Arequipa [13], las cuales deben ser aprovechadas. Así, en abril de 2014 se instaló el primer parque eólico de Marcona, y posteriormente se fue conectando a nuevos parques eólicos, como el de Cupisnique, Talara, Tres Hermanas, Parque Nazca, Huambos y Duna. Esto muestra el crecimiento progresivo de este recurso energético, y representa un incentivo a seguir desarrollando la energía eólica en proyectos a gran escala, de manera que la inversión pública se

centre en el mejoramiento de los procedimientos de almacenamiento, producción y distribución de este recurso.

El aprovechamiento de energía renovable necesita ser impulsado como una prioridad en agenda legislativa, ya que, si bien se han logrado avances en los últimos años, los mayores cambios todavía están por llegar y se necesita de decisión política para alcanzarlo.

2.3. Marco Conceptual

2.3.1 Una Visión General

Los recursos energéticos renovables (RER) comprenden diferentes fuentes de energía (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, biomasa y pequeñas centrales hidráulicas) que se caracterizan por generar impactos ambientales significativamente inferiores en comparación a las energías que proceden de los combustibles fósiles como el petróleo o el carbón.

La razón es que su empleo comprende tecnologías de baja emisión de carbono, lo que contribuye a mitigar los efectos del cambio climático y sus consecuencias negativas para el ambiente y la sociedad [2].

En este sentido, la creciente preocupación por la conservación de los ecosistemas, el surgimiento de fenómenos como la lluvia ácida y el deterioro de la capa de ozono, han impulsado a que en diversos acuerdos internacionales como el Protocolo de Kioto (1997), el Acuerdo de Copenhague (2009), la Plataforma de Durban (2011) y el Acuerdo de París (2015), se

concreten compromisos orientados a la prevención de los efectos del cambio climático.

La realización de estas cumbres persigue que las políticas públicas de los países establezcan estrategias ambientales que conserven los ecosistemas y eviten el deterioro de la capa de ozono.

El nuevo modelo de desarrollo sostenible ha permitido que un mayor número de países reestructuren sus políticas energéticas con el objetivo de promover los RER.

El Protocolo de Kioto, adoptado en 1997, es el acuerdo internacional más importante en materia de cambio climático. Su principal objetivo fue reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero (GEI) que causan el calentamiento global, entre los cuales destacan: el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido nitroso (N₂O).

Mediante dicho Protocolo, los países desarrollados² se comprometieron a reducir las emisiones de CO₂ en 5% para 2012, en relación con las cifras de 1990.

Se establecieron tres mecanismos concretos para lograr tal reducción: el Comercio Internacional de Emisiones (International Emissions Trading, ET), los Mecanismos de Desarrollo Limpio (Clean Development Mechanism, MDL o CDM, por sus siglas en inglés) y la Implementación Conjunta (Joint Implementation, JI).

El ET, que posteriormente se constituiría en el European Union Emission Trading Scheme (EUETS)³, definió derechos

topes de emisiones de CO₂ para las empresas ubicadas en la Unión Europea, así como su comercialización entre los países miembros.

El MDL permite que los proyectos en los países en desarrollo obtengan Certificados de Emisiones Reducidas (CER) o bonos de carbono, los cuales pueden ser comercializados con empresas de países industrializados.

Por último, el JI permite a un país comprometido con las reducciones de emisiones de GEI (según el Anexo B del Protocolo) ganar unidades de reducciones de emisiones (ERU, por sus siglas en inglés) de otro país (del mismo Anexo B) que ha ejecutado proyectos de menor contaminación [2].

El Acuerdo de Copenhague, firmado en la 15^o Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP 15) realizada en Dinamarca en diciembre de 2009, tuvo como propósito establecer las medidas adecuadas para mantener la temperatura mundial del planeta por debajo de 2° C.

Con el propósito de cumplir este objetivo, se establecieron metas en la reducción de GEI por parte de los países conformantes del acuerdo. En el caso de los países en vías de desarrollo y los pequeños estados insulares, también en desarrollo, estos adoptarán voluntariamente sus objetivos de mitigación de gases. Asimismo, se estableció una política de incentivos a fin de que los países en desarrollo con bajas emisiones continúen con su trayectoria de desarrollo.

Otro de los acuerdos se enfocó al destino de mayores recursos económicos para la mitigación, por parte de los países desarrollados. Como consecuencia, se incrementó el financiamiento de los países en vías de desarrollo, de tal manera que se cumpliera con la intensificación de la labor en la mitigación de GEI.

Finalmente, se estableció el Fondo Verde de Copenhague para el Clima como entidad encargada del funcionamiento financiero de la convención, con el objetivo de otorgar apoyo a proyectos, programas y políticas orientadas a la reducción de GEI. **La Plataforma de Durban**, es el conjunto de acuerdos logrados en la 17o Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático realizada en diciembre de 2012 en Sudáfrica. Entre los principales acuerdos se destaca la implementación de un marco legal denominado Grupo de Trabajo Ad Hoc que facilite la acción climática. También se acordó mejorar en las metas para la reducción de emisiones de gases mediante un programa de trabajo durante el que se podrán explorar nuevas opciones que permitan cumplir el objetivo de mantener el incremento de la temperatura del planeta por debajo de 2° C y 1.5° C.

En general, a partir de la Plataforma de Durban se podrá definir el establecimiento de un régimen con mayor grado de seguimiento para el cumplimiento y la contabilidad de los compromisos de reducción de emisiones, lo que permitirá incrementar la transparencia de las acciones climáticas. En este

sentido, la entrega de informes con mayor frecuencia, los procesos de consulta, los análisis internacionales en el caso de los países en vías de desarrollo y los análisis para la evaluación y revisión internacional para los países desarrollados, permitirán el cumplimiento de los objetivos y la contribución a la mitigación de emisiones de gases contaminantes.

Acuerdo de París, en diciembre de 2015 se llevó a cabo la 21ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático en París (Francia), en donde 195 países establecieron acuerdos orientados a la mitigación de GEI y la necesidad de mantener el incremento de la temperatura global muy por debajo de los 2° C.

Entre los principales puntos abordados en esta cumbre destaca que los 195 países se comprometieron a gestionar la transición hacia una economía baja en carbono. Asimismo, de los 189 países que presentaron sus propuestas de contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (INDC, por sus siglas en inglés)⁴, 147 mencionaron las energías renovables como instrumento para reducir sus emisiones. También se concretizó el apoyo financiero por parte de los países desarrollados por US\$ 100 000 millones anuales como mínimo a partir de 2020; dicha suma serviría como apoyo financiero en la lucha contra el cambio climático de los países en desarrollo. Finalmente, se estableció que todos los países deberían comunicar cada cinco años sus contribuciones a la reducción de emisiones de GEI.

Proclamación de Marrakech, en la 22° Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático realizada en noviembre de 2016 en Marrakech (Marruecos), 111 países, los cuales representan el 80% de la emisión de gases a nivel mundial, ratificaron el Acuerdo de París. En este sentido, se estableció una ruta de trabajo que definiría las reglas a seguir en lo referente al reporte y seguimiento en el cumplimiento de la reducción de emisiones por parte de los países según lo acordado en París. Esta ruta debería ser terminada en 2018.

Asimismo, los 50 países con mayor vulnerabilidad al cambio climático se comprometieron a generar el 100% de su energía con RER en el menor tiempo posible. Por otra parte, los países ricos liderados por Alemania presentaron la iniciativa NDC Partnership, asociación orientada a ayudar a los países a cumplir las metas de su compromiso climático, además de garantizar una eficiente asistencia técnica y económica.

Como se puede apreciar, en los últimos años existe una creciente preocupación a nivel mundial por el cambio climático y sus efectos,

lo que ha llevado a la firma de diversos compromisos en cuanto a la reducción de emisiones de GEI y el diseño de mecanismos o instrumentos para alcanzar estos objetivos.

Una de estas herramientas es la introducción de los recursos energéticos renovables en la matriz energética de cada país [2].

2.3.2 Diversificación de la Matriz Energética

En concordancia con el Plan Energético Nacional, las energías renovables no convencionales tienen un rol fundamental en la diversificación de la matriz eléctrica peruana. Su competitividad se viene logrando progresivamente y en la cuarta subasta RER se alcanzaron precios récord a nivel global mediante cuotas de energía por tecnologías y procesos con alta competencia de postores [14].

El evitar que se pierda lo ganado en la reducción de la pobreza, el acceso a la energía y una mejor calidad del servicio público de electricidad, obligan a una gestión más eficiente en la energía.

La estrategia de mitigación y adaptación posibilita una más agresiva diversificación de la matriz energética con metas precisas en el corto, mediano y largo plazo, donde los instrumentos de gestión ambiental se articulen con la promoción del desarrollo humano y el desarrollo de una economía baja en carbono, fomentando el uso de energías limpias en la nueva oferta eléctrica y en el desarrollo de cualquier emprendimiento.

Esto crea oportunidades que antes no tenían los ciudadanos. Pero no solo se limita el campo eléctrico, también es política energética lograr un sistema de transporte más seguro y menos contaminante aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce la dependencia de combustibles fósiles.

Asimismo, permite cumplir con los compromisos del país con respecto a la reducción de emisiones de GEI y favorece un mayor acceso a la electricidad en las zonas más vulnerables.

El mecanismo de subastas y cuotas utilizado en el Perú para la introducción de los RER en el parque generador ha sido exitoso al lograr precios competitivos a nivel internacional.

La política energética tiene gran importancia para la gestión del desarrollo humano, más aún cuando hoy vivimos amenazas, contaminación y el cambio climático, que también nos exige diversificar la matriz para ser menos vulnerables.

La meta voluntaria comprometida por el Perú ante Naciones Unidas es lograr un 40% de participación de las energías renovables para el año 2021.

Esto ha sido criticado como inviable y poco serio. Lo cierto es preguntarnos si lo podemos hacer. En el sector eléctrico es factible, pero se necesita el cambio en transporte, en la industria y en los hogares.

Si somos capaces de construir la hoja de ruta, esto nos encamina hacia un desarrollo sostenible, mejorando la calidad de vida de la gente y democratizando gradualmente el uso y acceso a la energía

2.3.3 Política y Regulación del Sistema Eléctrico Peruano

La Dirección General de Electricidad (DGE), dependiente del Ministerio de Energía y Minas (MEM), está a cargo del establecimiento de políticas y regulaciones de electricidad y de

otorgar concesiones. También es la responsable de elaborar los planes de expansión de la generación y la transmisión y tiene que aprobar los procedimientos pertinentes para el funcionamiento del sistema eléctrico [15].

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), creado en 1996 como OSINERG, desempeña sus funciones en el sector según lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), de 1992, y la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (Ley de Generación Eficiente), de 2006, entre otras. Además, el OSINERGMIN es el organismo responsable de hacer cumplir las obligaciones fiscales de los licenciatarios, según lo establecido por la ley y su regulación.

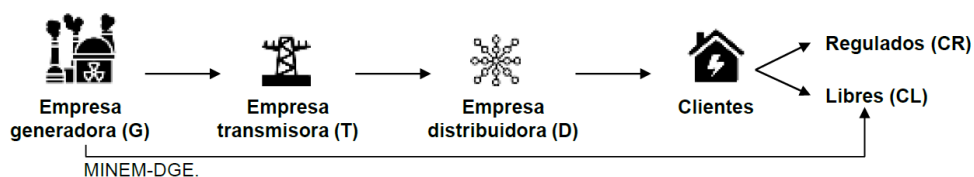
Por último, es el responsable de controlar que se cumplan las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y de determinar semestralmente los porcentajes de la participación de las compañías en el mercado. En el 2000, OSINERG se fusionó con la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), actualmente denominada Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).

Juntos, están a cargo de fijar las tarifas de generación, transmisión y distribución y las condiciones de ajuste de tarifas para los consumidores finales.

Dentro del sector eléctrico se llevan a cabo actividades que tienen una relación vertical muy estrecha entre sí. En cuanto a su

estructura, el sector se encuentra conformado por cinco actores principales:

- ✓ Empresas Eléctricas: Estas se encuentran orientadas a las actividades de generación, transmisión y distribución. Actualmente, son 41 las empresas generadoras, 5 empresas de transmisión y 21 empresas de distribución, según cifras del OSINERGMIN.
- ✓ Clientes: Pueden ser divididos a su vez en clientes libres y clientes regulados.
- ✓ Comité de Operación Económica del Sistema (COES): Se encuentra conformado por los titulares de las centrales de generación y de transmisión que se encuentran interconectadas al sistema nacional. Este organismo tiene como finalidad coordinar las operaciones al mínimo costo, garantizando la seguridad en el abastecimiento. Su labor es de naturaleza técnica.
- ✓ Ministerio de Energía y Minas: Es la entidad encargada de la representación del estado peruano a través de la Dirección General de Electricidad. Este organismo cumple con labores normativas y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones.
- ✓ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN): Es la institución encargada de supervisar, regular, fiscalizar y sancionar a las empresas que se desarrollan en el sector eléctrico, hidrocarburos y minero.



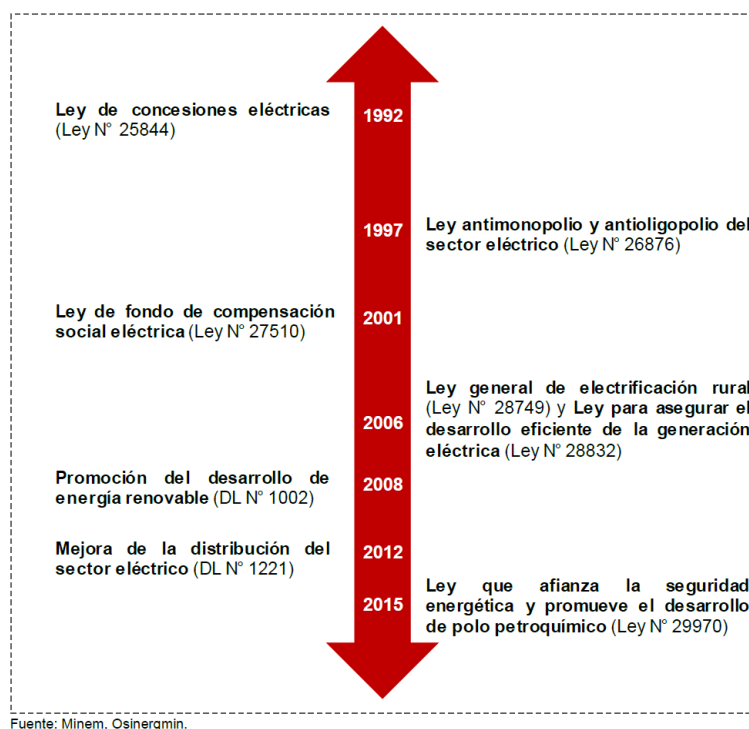
Gráfica 06: Agentes del mercado eléctrico

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2018). Anuario Estadístico de Electricidad.

2.3.4 Marco Normativo e Institucional de los RER

La ley de concesiones eléctricas (Ley N° 25844) constituyó el inicio de la reforma del sector en 1992. Ella permitió el desarrollo desintegrado de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización [16].

A partir de entonces, la continua evolución de la normativa ha facilitado el desarrollo del sector. De esta manera, el Gráfico siguiente resume los principales cambios regulatorios del sector.



Gráfica 07: Evolución del marco Normativo del Sector

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2019). Anuario Estadístico de Electricidad.

Como continuación de la reforma estructural, en 1997, se publica la ley antimonopolio y anti oligopolio del sector eléctrico (Ley N° 26876), por la cual se confiere la autoridad a Indecopi para regular estos aspectos. En 2001, la ley del fondo de compensación social eléctrica (Ley N° 27510) y en 2006, la ley general de electrificación rural (Ley N°28749) son promulgadas para incentivar el acceso universal a la electricidad.

Asimismo, en el 2006 se promulga la ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (Ley N° 28832), la cual buscaba reducir la volatilidad de los precios y los riesgos de desabastecimiento del sistema.

La política energética nacional 2010-2040 presenta la visión del sector como “un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua”.

Esta política presenta los siguientes objetivos:

- matriz energética diversificada,
- abastecimiento energético competitivo,
- acceso universal al suministro eléctrico,
- mayor eficiencia en la cadena productiva y en el uso de la energía,
- autosuficiencia en la producción de energéticos,
- desarrollo del sector con mínimo impacto ambiental,

- desarrollo de la industria del gas natural,
- fortalecimiento de la institucionalidad del sector y,
- integración con los mercados energéticos de la región.

En aras de lograr los objetivos planteados en esta política, se aprueba el plan energético nacional 2014-2025.

Esta es la herramienta que permite plantear estrategias para el mediano plazo. Asimismo, estas se complementan con normativa enfocada en mejorar el acceso universal a la energía y aumentar la seguridad del sector.

En el 2008, se aprueba el Decreto Legislativo (DL) N° 1002, el cual promueve el desarrollo de energía renovable. Ello tenía el objetivo de mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante el fomento de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, establece los siguientes incentivos para la promoción y desarrollo de los proyectos RER:

- Compra de toda la energía producida por los generadores RER al precio que resulte en el mercado de corto plazo y complementado por la prima que fije el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) en caso de que el costo marginal sea menor que la tarifa resultante de las licitaciones.
- Prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema

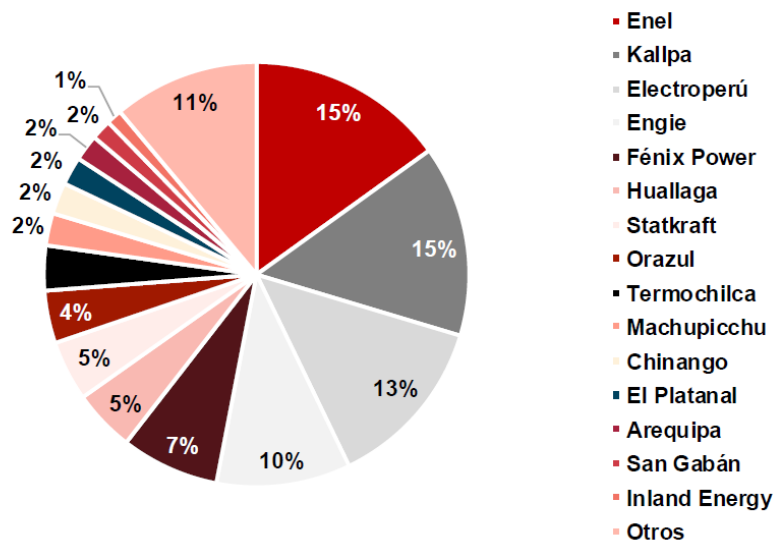
Interconectado Nacional (COES), para lo cual se le considera un costo variable de producción igual a cero.

- Prioridad para conectarse a las redes eléctricas de transmisión y distribución del SEIN en caso de existir capacidad en dichas redes.
- Tarifas estables a largo plazo (20 años) establecidas mediante subastas.
- Fondos financieros para investigación y desarrollo de proyectos de generación eléctrica con RER.

Así, en el 2014 se inauguró la primera central eólica del país, la cual es la de Marcona. Además, en el 2012, se publica la ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo petroquímico en el sur del país (Ley N° 29970).

Esta regulación tenía el fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, así como del desarrollo de la industria petroquímica mediante la obtención y transporte de etano desde Camisea hacia el sur del país.

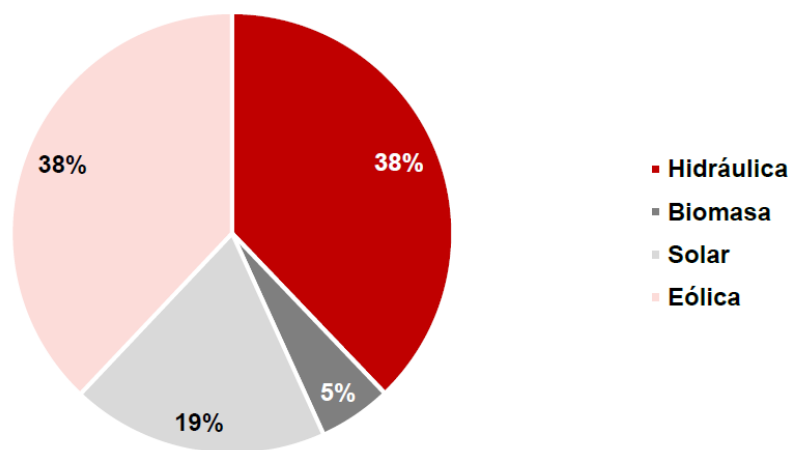
Asimismo, en el 2015, mediante el DL N° 1221 se mejora la regulación de la distribución de electricidad. Ello buscaba mejorar el acceso de la población a la energía. Actualmente, el sector se encuentra en un proceso de reforma, el cual busca actualizar la Ley N° 28832 del 2006.



Gráfica 08: Participación de la generación de energía Eléctrica 2018 (%)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2019). Anuario Estadístico de Electricidad.

Esto se efectúa a través de la Comisión Multisectorial de Reforma del Subsector Eléctrico (CRSE), establecida en el año 2019 mediante la Resolución Suprema N° 006-2019-EM.



Gráfica 09: Distribución de la producción RER 2018 (%)

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2018). Anuario Estadístico de Electricidad.

2.3.5 Subastas de Electricidad RER en el Perú

Las subastas constituyen el instrumento normativo más usado en América Latina para la promoción de las energías

renovables. Estas se caracterizan porque suelen ofrecer a los adjudicatarios un contrato de compra de energía a largo plazo, con duración de entre 10 y 30 años [2].

Al respecto, el diseño de subasta utilizado en el país para la adjudicación de proyectos de generación de RER es de sobre cerrado⁵ a mejor precio y utiliza como factor de competencia el precio monómico de generación⁶, además de la cantidad de energía a subastar.

En este caso, el MEM determina la cantidad (cuota) de energía a subastar por cada una de las tecnologías y define ciertas condiciones y características que deben existir para la firma del contrato de acuerdo con la normativa correspondiente vigente, las mismas que se plasman en las bases del proceso (Osinergmin, 2014).

Siguiendo a Mitma (2015), el diseño de las subastas de electricidad con RER considera los siguientes criterios:

La promoción a gran escala de la generación RER en la matriz energética.

- Búsqueda de eficiencia: la subasta tiene resultados eficientes cuando los contratos se adjudican a los postores con la mayor disponibilidad para ejecutar un proyecto de generación de electricidad RER.
- Maximizar el bienestar social: la subasta debe obtener resultados que permitan el mínimo pago para los usuarios

eléctricos sin que se desincentive la entrada de nuevos participantes.

- Evitar la posibilidad de colusión explícita o tácita: es necesario establecer reglas que impidan comportamientos estratégicos

por parte de los participantes que originen distorsiones en el logro de los objetivos de la subasta y que lleven potencialmente a su fracaso. En tal sentido, las reglas deben generar credibilidad y precedente para futuras subastas (Irena, 2015a).

En 2014, con el objetivo de conocer la capacidad de las fuentes renovables e incrementar la producción de energías renovables, el Estado peruano se ofreció a realizar la primera Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA) en América Latina, en cooperación con la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena).

El RRA concluye que el país ha realizado un gran avance en el desarrollo de las subastas de energías renovables y que tiene, además de considerable potencial de energía hidroeléctrica, abundantes recursos energéticos, tales como biomasa, fuerza eólica, energía solar y geotérmica, de los cuales la mayor parte no ha sido explotada:

- Energía solar. El atlas de energía solar del Perú muestra que la región con los mayores recursos se sitúa a lo largo de la costa meridional de Arequipa, Moquegua y Tacna. En estas

zonas la radiación media diaria anual es de alrededor de 250 vatios por metro cuadrado (W/m²).

- Energía eólica. Se estima que Perú tiene un potencial de energía eólica de 77 000 MW, de los cuales más de 22 000 MW se podrían explotar (Mendoza, 2012). Este potencial se ubica en la costa del Perú, debido a la fuerte influencia del anticiclón del Pacífico y de la Cordillera de los Andes, que generan vientos provenientes del suroeste en toda la región costera.
- Energía geotérmica. Perú forma parte del Anillo de Fuego del Pacífico, que se caracteriza por frecuentes movimientos tectónicos. Al evaluar 61 posibles yacimientos, el estudio realizado por el Organismo Japonés de Cooperación Internacional (JICA) descubrió que tiene un potencial geotérmico de unos 3000 MW. Los campos geotérmicos de mayor potencial en el Perú serían: Cajamarca, La Libertad, el Callejón de Huaylas, Churín, la Zona Central, Cadena Volcánica del Sur, Puno y Cusco.
- Energía hidroeléctrica. El potencial estimado de energía hidroeléctrica (69 445 MW) se concentra en la Cuenca del Atlántico (Mendoza, 2012).
- Bioenergía. Perú tiene posibilidades de instalar centrales eléctricas convencionales de biomasa con una capacidad de 177 MW y centrales de biogás con una capacidad de 5151 MW (Mendoza, 2012). Los principales cultivos que se

pueden utilizar para la producción de etanol en el Perú son la caña de azúcar y el sorgo.

2.3.6 Análisis de las Subastas RER.

La diversificación de la matriz energética, mediante la introducción de tecnologías RER, aumenta la confiabilidad del sistema eléctrico y reduce la dependencia de combustibles fósiles. Asimismo, permite cumplir con los compromisos del país con respecto a la reducción de emisiones de GEI y favorece un mayor acceso a la electricidad en las zonas más alejadas [2].

El mecanismo de subastas y cuotas utilizado en el Perú para la introducción de los RER en el parque generador ha sido exitoso al lograr precios competitivos a nivel internacional. Sin embargo, existen oportunidades para seguir mejorando.

La experiencia internacional, en especial las últimas licitaciones realizadas en Chile y México para energías renovables en agosto y setiembre de 2016, respectivamente, muestran que una opción para lograr subastas más competitivas es realizar grandes rondas de subastas en lugar de diferentes subastas en distintos momentos. Esto fomentaría una mayor competencia e interés internacional.

Asimismo, el diseño de las futuras subastas en el Perú podría considerar la posibilidad de licitar por franjas horarias con el objeto de aprovechar las ventajas particulares de cada tecnología. De esta manera, en lugar de establecer una cuota para cada

tecnología, se podría establecer una cuota general para todas las fuentes de RER a fin de obtener precios más bajos y competitivos.

Puesto que la promoción de las energías renovables debe complementarse con el uso de sistemas de transmisión y distribución de energía más eficientes, en el siguiente capítulo se analizará las características técnicas y económicas de la implementación de las redes inteligentes o Smart grids en el sistema eléctrico peruano, las cuales son importantes para brindar una oferta de energía más confiable, limpia y con mayor Eficiencia energética.

El desarrollo de proyectos de energías renovables se basa en subastas, siendo el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) el encargado de establecer, elaborar y aprobar las bases. Asimismo, Osinergmin es la entidad reguladora encargada de dirigir la subasta, estableciendo precios máximos y supervisando los contratos [17].

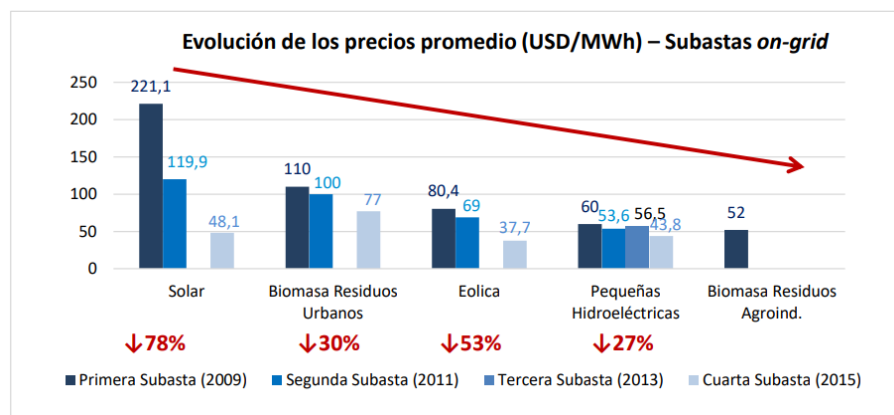
Actualmente se llevan a cabo dos tipos de subastas:

➤ **Subastas RER On–Grid:**

El MINEM fomenta la participación de los RER en la generación eléctrica nacional, adjudicando un porcentaje cada dos años, actualmente este porcentaje es del 5 %. Establecida la cantidad de energía requerida, como siguiente paso, se determina una tarifa máxima de referencia que las empresas ofertantes no conocen al momento de presentar su oferta, y se inicia la subasta a

sobre cerrado. Como resultado del proceso se adjudica la buena pro a las ofertas de menor precio, descartándose a los que superan la tarifa de referencia (establecida por Osinergmin).

En caso de que no se cubra la energía requerida, la tarifa máxima será revelada y se cubrirá con el resto de tecnologías ofertadas. Cuando los ingresos por la venta de energía producida por las RER, que se determinan como el costo marginal del sistema eléctrico, resultan menores que la tarifa adjudicada, la empresa recibirá una prima de compensación⁸.



Gráfica 10: Evolución de los precios promedio (USD/MWh) – subastas on-grid

➤ **Subastas RER Off-Grid:**

Las instalaciones RER autónomas hacen referencia a los proyectos en áreas no conectadas a la red, donde los ingresos de los inversionistas estarán respaldados por los pagos de los usuarios, así como por los subsidios del Estado, provenientes del FOSE [9] y del FISE [10]. Se debe asegurar que el ingreso del inversionista cubra su

remuneración, costos de comercialización y costos del fideicomiso.

Los principales factores que determinan el uso de energía renovable no tradicional en el sector rural son: la lejanía entre las viviendas, la inexistencia de infraestructura vial y la baja capacidad de poder adquisitivo de las familias. El MINEM viene desarrollando una serie de programas de electrificación rural para estas zonas, principalmente con paneles solares (sistemas fotovoltaicos) por ser el recurso de mayor disponibilidad en casi todo el territorio nacional. [11].

2.4. Marco conceptual de estabilidad y control de frecuencia en sistemas de potencia que integran RES

Algunas investigaciones realizadas a nivel mundial [18] [19] [20], han demostrado que cuando existan fuentes de energías renovables (RES) conectadas al sistema de potencia, es posible imitar la respuesta inercial de los generadores convencionales y utilizar esquemas de control para hacer regulación de frecuencia en la red. En el marco de esta problemática, se enuncian los conceptos más importantes de estabilidad y control empleados en este estudio.

2.4.1 Estabilidad en los Sistemas de Potencia

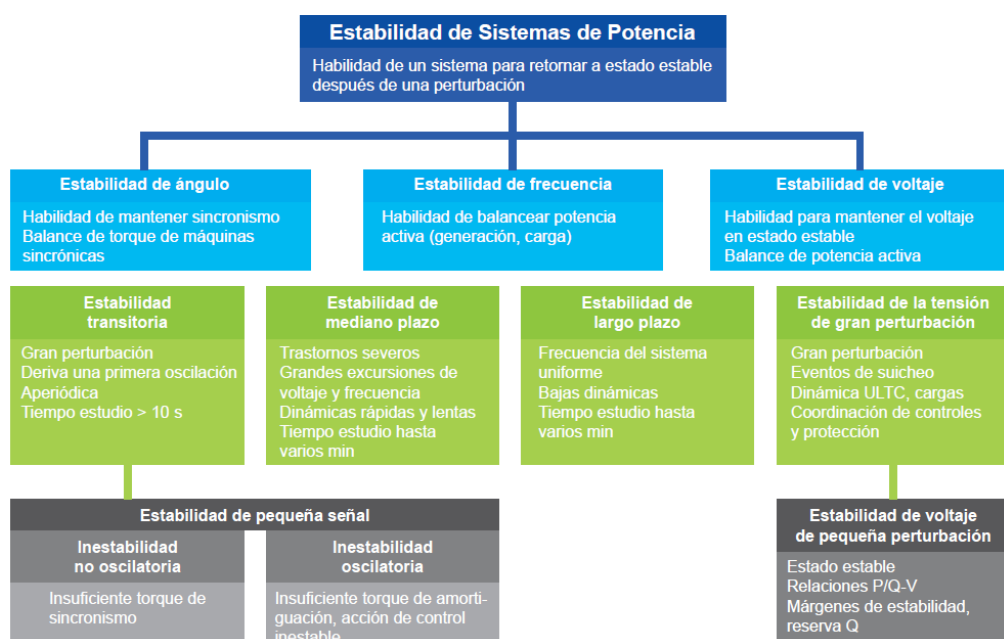
Los sistemas de potencia son altamente no lineales y operan en relación con los cambios de los elementos que lo conforman y la topología de la red. Cuando se está sujeto a una perturbación

transitoria, la estabilidad depende de la magnitud de la perturbación y de la condición inicial de operación [21].

Si el sistema es inestable, se debe buscar el equilibrio en toda la red y ejecutar las acciones de control automático y manual que sean necesarias para restaurar el sistema a su operación nominal.

La estabilidad de la red puede ser entendida, como la habilidad de un sistema para pasar de un estado transitorio a uno estable, después de ocurrida una perturbación [22]. Para cierto tipo de disturbios debe pasar desapercibido y sin impacto para el usuario final del sistema, en otros casos dependiendo de los rangos de desviación de frecuencia definidos por cada país o región, se deben activar los esquemas de protección y control del sistema.

Tomando como referencia la clasificación de Kundur, podríamos clasificar la Estabilidad de los Sistemas de Potencia de la siguiente forma:



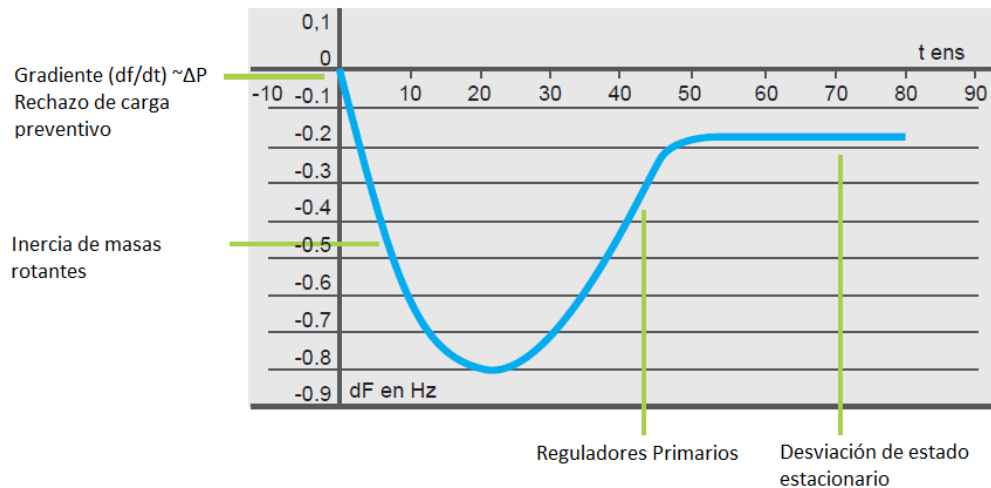
2.4.2 Impacto de la Generación Renovable en la estabilidad de un Sistema de Potencia

De acuerdo a la clasificación de la estabilidad de los sistemas de potencia, analizamos el impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia ocasionados por la entrega de generación eólica y solar

Estabilidad de la Frecuencia

Es la habilidad del sistema para mantener la frecuencia en estado estable dentro de un rango nominal, después que ocurrido un desbalance de la potencia generada y demandada en un nodo de la red. Las grandes perturbaciones pueden dar a lugar a variaciones de frecuencia, del flujo de potencia, tensiones y otras variables del sistema [21]. En las secciones posteriores, se profundizará sobre el concepto en mención.

Si ilustramos el concepto de estabilidad de frecuencia, mediante la respuesta de un sistema tipo ante una perturbación en el sistema (rechazo de carga imprevisto).



Gráfica 12: Frecuencia vs Tiempo. Estabilidad de Frecuencia.

Fuente: Manual Power Factory Digsilent

Se observa el impacto de la inercia acumulada en las masas rotantes y la actuación que deben seguir de los controles para retornar a estado estable, una vez ocurrida una perturbación en el sistema como un rechazo de carga preventivo.

Para los sistemas eólicos y solares, la naturaleza variable de la generación no tiene en muchos casos ningún impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta los intervalos de tiempo relevantes para el control secundario (15 minutos).

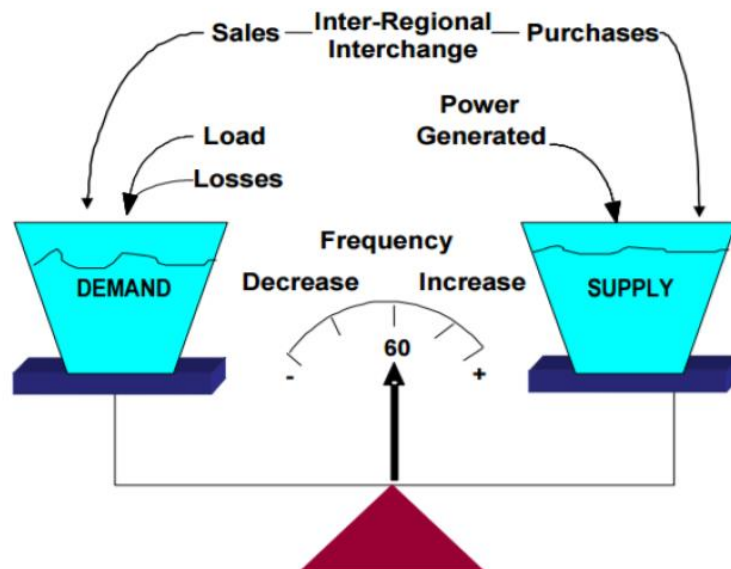
Sin embargo, el hecho de que los aerogeneradores de velocidad variable e inversores fotovoltaicos modernos no tengan inercia, influye en la estabilidad de frecuencia considerablemente. El principal impacto se puede resumir de la siguiente manera:

La reducida inercia de estos sistemas conduce a un más rápido cambio de rango de frecuencia y a unas caídas de

frecuencia más profundas. Esto es particularmente relevante en el caso de redes en isla o en el caso de que exista aislamiento de una parte del sistema.

La cantidad total de reserva primaria y secundaria permanece usualmente sin cambio (asumiendo que los generadores eólicos e inversores solares poseen la capacidad FRT y LVRT) debido a que, en el peor de los casos, las reservas se definen para la unidad de generación más grande y no por variabilidad eólica y solar.

Únicamente en el caso de sistemas con niveles de muy alta penetración eólica y solar cuando las plantas convencionales no puedan cubrir las reservas de control primario y secundario, será necesario que también la generación solar y eólica contribuya a ello.



Gráfica 13: Relación entre generación, demanda y frecuencia del sistema [20].

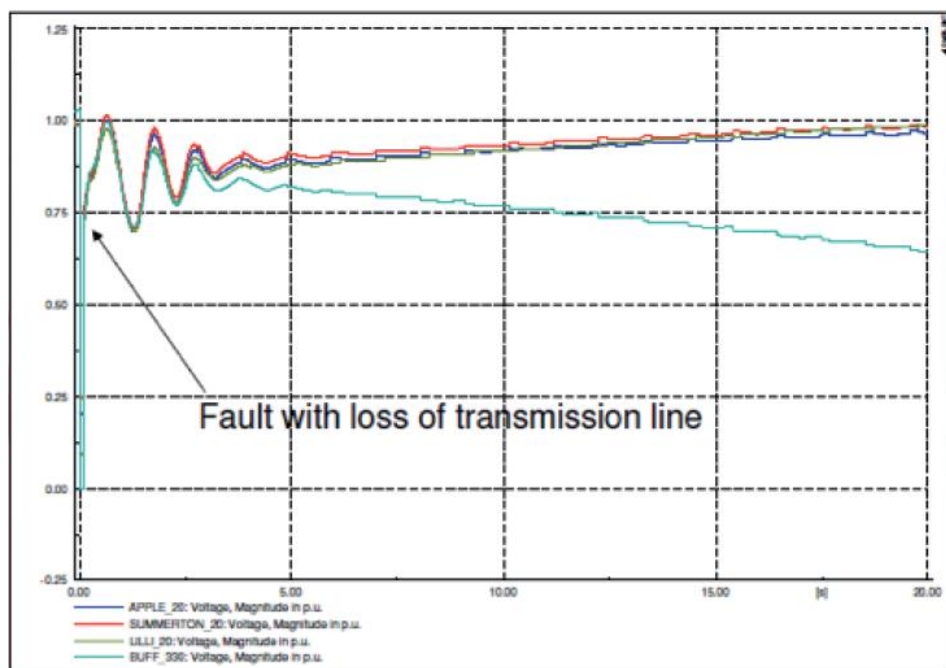
Impacto en la Estabilidad de Voltaje

Está relacionada con la habilidad del sistema para mantener el estado estable de las tensiones en todos los nodos del sistema bajo condiciones normales de operación, después de ocurrida una perturbación. La principal causa de análisis de este tipo de estabilidad ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas asociadas a las redes de transmisión y se limita la capacidad de la red para la transferencia de energía. Un sistema es inestable por tensión si en al menos uno de los nodos del sistema, la magnitud de (V) disminuye cuando se inyecta (Q) . La ventana de tiempo para visualizar este fenómeno es de unos pocos a 10 s. Es posible clasificar la estabilidad de tensión en las siguientes categorías [21] [23]:

- I. De gran perturbación: Está relacionada con la habilidad del sistema para controlar tensiones debidas a grandes fallas, pérdidas de generación o contingencias en circuitos. Esta propiedad está determinada por las características e interacciones del control y las protecciones eléctricas del sistema.
- II. De pequeña perturbación: Está relacionada con la habilidad para hacer control de tensión cuando existen pequeñas perturbaciones generadas por cambios incrementales de carga. Esta forma de estabilidad está determinada por la característica de la carga y el tipo de control (continuo o discreto).

A continuación, se ilustra el concepto de estabilidad de tensión a partir de la respuesta en distintas barras de un sistema de potencia típico, ante un evento ocasionado por la falla en una línea de transmisión.

Se observa que para esta ventana de tiempo de simulación (20 s) la barra del sistema BUFF 300, no puede recuperarse y origina una inestabilidad de tensión.



Generalmente los generadores modernos eólicos y fotovoltaicos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores sincrónicos de grandes plantas de potencia convencional. Sin embargo, debido a que grandes generadores sincrónicos conectados a los niveles de transmisión se desconectarán durante tiempos de alta generación eólica y

solar, su integración puede tener impactos negativos en la estabilidad de voltaje a continuación, se muestran algunas consideraciones:

- La potencia reactiva no se puede transferir a través de largas distancias, sino que debe estar disponible localmente. Sin embargo, los parques eólicos especialmente son muy a menudo localizados en áreas remotas (remotas desde los centros de carga). Por esta razón incluso si los parques eólicos están habilitados para entregar potencia reactiva, esta podría no estar disponible en la localización donde sea requerido instantáneamente.
- Muchos generadores eólicos y solares están integrados en niveles de voltaje más bajos que las grandes plantas de potencia. Típicamente el control de voltaje está estrictamente basado en un concepto, donde los transformadores con cambiadores de taps regulan el voltaje del nivel inmediatamente inferior, lo cual significa que el balance de potencia reactiva es únicamente posible en la dirección del más alto al más bajo nivel de potencia. Así, la capacidad de potencia reactiva de un generador eólico y fotovoltaico integrado a los sistemas de sub transmisión o distribución podría no estar disponible para los principales niveles de transmisión.

Sin embargo, estas cuestiones normalmente se pueden mitigar con costos moderados mediante la instalación de compensación de potencia reactiva.

Impacto en la Estabilidad de Angulo

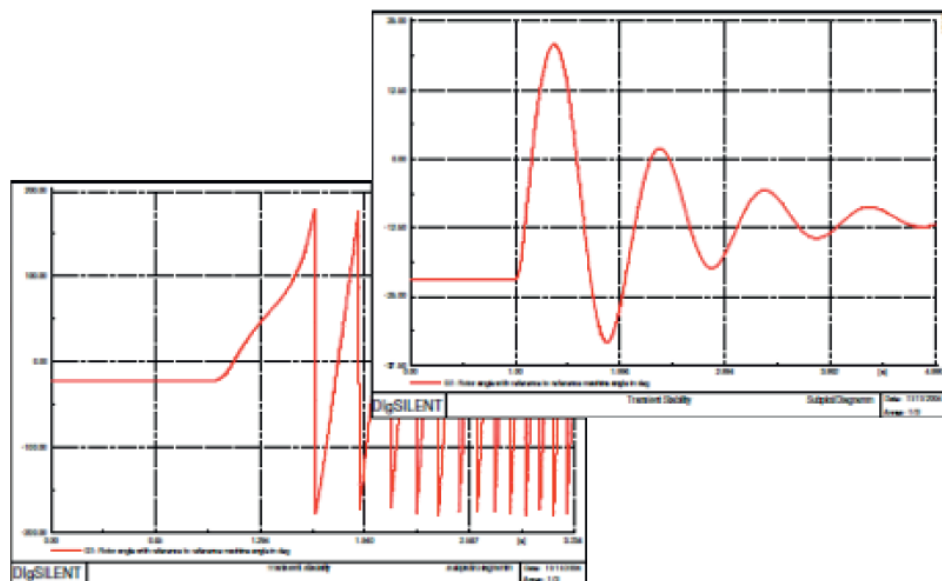
Este tipo de estabilidad se relaciona con la condición de equilibrio que debe existir entre el torque electromagnético y eléctrico en una maquina síncrona, en operación normal y cuando se somete a diversas perturbaciones. En este caso, la potencia de salida varía con el cambio del ángulo del rotor del generador, esta relación es altamente no lineal. Para el análisis de la naturaleza del problema de estabilidad, es conveniente caracterizarla en dos categorías [21] [23]:

- I. De pequeña señal (estado estable): Para hacer este análisis, se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas, de tal manera que se permita linealizar las ecuaciones. La estabilidad de pequeña señal depende de las condiciones iniciales de operación. La ventana de tiempo para estudiar este fenómeno está en el orden de 10 - 20 s, después de ocurrida la perturbación.
- II. De gran perturbación (estabilidad transitoria): El sistema responde involucrando los ángulos del rotor del generador y es influenciado por la relación no lineal potencia-ángulo. Este tipo de estabilidad depende de las condiciones iniciales de operación y de la severidad de la perturbación. La ventana de tiempo para estudiar este fenómeno está entre 3 - 5 s, después de ocurrida la perturbación.

La estabilidad de ángulo como se observa en la clasificación se divide en estabilidad oscilatoria (o angular de pequeñas perturbaciones) y en estabilidad transitoria (o angular de grandes

perturbaciones). Por el impacto en el sistema global que puede ocasionar la estabilidad transitoria, este documento se concentrará en él [24].

Estabilidad Transitoria: La figura siguiente ilustra el concepto de la estabilidad transitoria. Se ha realizado una falla trifásica en una de las barras de alta tensión del sistema (perturbación) y se han tomado la respuesta del ángulo rotor contra la potencia, en la misma gráfica se observa que para la figura de la izquierda que se ha perdido el sincronismo, en este caso si el tiempo crítico de falla se encuentra por encima de los 150 ms aproximadamente las protecciones actuarán y despejaran la falla, en caso contrario el sistema caerá en una pérdida de sincronismo.



Gráfica 15: Angulo Rotor vs Potencia. Estabilidad de Voltaje

Fuente: Manual Power Factory Digsilent

Si con la adición de una nueva planta de potencia, los tiempos de despeje crítico de fallas aumentan, el impacto de la nueva planta de potencia es positivo. Si los tiempos de despeje de

fallas críticas decremantan y se mueven más cerca al actual tiempo de despeje crítico, el impacto es negativo.

Esto podría ser tolerable, siempre y cuando los momentos críticos de despeje de fallas se mantengan por encima de tiempos de despeje de fallas reales (por ejemplo, 150 ms) Puesto que los generadores eólicos y solares no tienen un problema de estabilidad transitoria en sí mismos, sus impactos (positivos o negativos) en tiempos de despeje críticos de falla es únicamente indirecto. (Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable).

2.4.3 Necesidad de una Reforma Regulatoria

Como ha quedado demostrado, resulta contraproducente reconocer potencia firme cero, o lo que es lo mismo, no reconocerle potencia a la generación eólica que, por su nivel de desarrollo y costos, es tan competitiva como otras fuentes [25].

Al condicionar su participación solo por la vía de la subasta se pierde la oportunidad de contar con un mayor aporte de este tipo de energía limpia y renovable en circunstancias que, como ya hemos visto, por la enorme influencia del gas natural, es urgente diversificar nuestra matriz energética.

Para promover el desarrollo de la generación eólica, es necesario permitir su participación en el Mercado Libre y de Corto Plazo, estableciendo un procedimiento de cálculo de potencia firme que le permita reconocer sus costos de inversión, a fin de que

puedan libremente al mercado a contratar directamente con clientes libres.

Evidentemente, y según el Reglamento para los Usuarios Libres, la remuneración por potencia es una necesidad institucional del mercado, establecida por el marco regulatorio para los generadores, por lo que, en este caso consideramos que la regulación debe establecer únicamente las metodologías correspondientes para la determinación de la Potencia Firme para cada caso de generación RER.

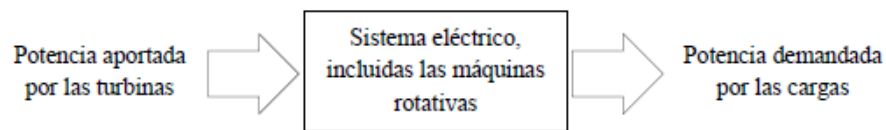
La propuesta de modificación regulatoria puede partir de la iniciativa que plantee el Ministerio de Energía y Minas a través de la dación de un Decreto Supremo en el que se establezca las razones de la modificación, entre las cuales estarían vulnerabilidad del sistema y la introducción de mayor competencia en la generación.

2.5. Fundamentos de Control de frecuencia y potencia

2.5.2 Equilibrio entre demanda y generación

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga. En régimen permanente todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema (50 Hz). Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando

las pérdidas, al par electromagnético que tiende a frenar la máquina. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, estos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente [26].



Gráfica 16: Balance de energía en un sistema eléctrico.

Otra forma de considerar esta dependencia es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas, descontando las pérdidas.

Si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema [27].

Consideremos por ejemplo un sistema un sistema en régimen permanente, con una frecuencia de 50 Hz, en el que se demandan 10000 MW y en el que la energía cinética almacenada en las

maquinas rotativas es $W_c = 100000$ MJ. Si en un momento dado la demanda aumenta en 100 MW, podemos escribir:

$$\frac{dW_c}{dt} = -100 \text{ MW} \quad (1)$$

Por otro lado, en el instante inicial

$$\frac{dW_c}{dt} = \frac{d\left(\frac{1}{2}J\omega^2\right)}{dt} = J\omega_o \frac{d\omega}{dt} = 2 \frac{\frac{1}{2}J\omega_o^2}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = 2 \times 100000 \text{ MJ} \frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} \quad (2)$$

Donde J es la inercia de todas las máquinas rotativas, ω es la frecuencia en radianes por segundo y ω_0 es la frecuencia inicial. Igualando las expresiones 1 y 2, y despejando la variación inicial de frecuencia a la frecuencia inicial:

$$\frac{1}{\omega_o} \frac{d\omega}{dt} = \frac{-100 \text{ MW}}{2 \times 100000 \text{ MJ}} = -0,0005 \text{ s}^{-1} \quad (3)$$

Lo cual indica que, en el sistema considerado, un incremento de demanda de 100 MW, es decir del 1%, provoca que la frecuencia comience a caer a razón de un 0,05% cada segundo, es decir $0,0005 \text{ s}^{-1} \times 50 \text{ Hz} = 0,025 \text{ Hz/s} = 1,5 \text{ Hz/min}$.

Si no actuase algún mecanismo corrector, esta pequeña variación de carga provocaría un colapso del sistema en pocos minutos.

Este ejemplo ilustra la necesidad de un sistema de control que regule la potencia mecánica entrante a los generadores síncronos, de manera que la frecuencia del sistema se mantenga estable al variar la demanda.

Este sistema de control existe en todos los sistemas eléctricos y trata de mantener una frecuencia de referencia que

depende de cada sistema y que es, o bien 50 Hz (por ejemplo, en Europa), o bien 60 Hz (por ejemplo, en Perú). La elección de las frecuencias 50 y 60 Hz es arbitraria y responde a razones históricas.

Los argumentos más citados a favor de una frecuencia baja son:

- Incremento lineal de la inductancia de las líneas con la frecuencia.
- Mejora del funcionamiento de motores con colectores.
- Reducción del acoplamiento magnético entre circuitos vecinos con la consiguiente disminución de interferencias electromagnéticas.

Y a favor de una frecuencia alta:

- Obtención de una iluminación más continua en algunas lámparas.
- Reducción de la sección de hierro necesaria en los circuitos magnéticos de los transformadores.

La unión de dos sistemas eléctricos con frecuencias distintas no puede realizarse directamente, y en caso de acoplarse deben hacerlo a través de un enlace de alta tensión de corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current) que actúa como interfaz entre ambos sistemas.

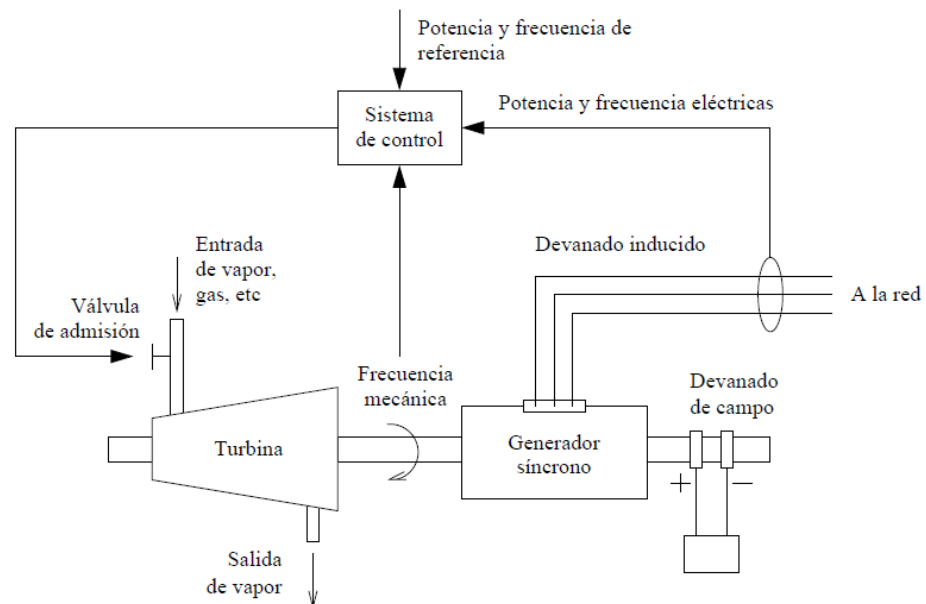
2.5.2 El generador síncrono como elemento regulador de potencia

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador síncrono. La figura

13 muestra el esquema básico de un generador síncrono con una turbina que puede ser de vapor, de gas o de agua.

La válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono. En la figura pueden verse las principales variables involucradas en el control de frecuencia-potencia.

Es frecuente emplear como entrada del sistema de control la velocidad de giro del eje, más fácil de procesar que la frecuencia eléctrica.



Gráfica 17: Elementos principales de un generador síncrono en el control de frecuencia.

Otra entrada al sistema es la consigna de potencia, recibida desde el exterior de la planta. La variable sobre la que actúa el control es siempre la válvula de admisión a la turbina.

Otros elementos que pueden estar presentes en un sistema eléctrico y contribuir al flujo de potencia activa son los enlaces de corriente continua, los transformadores desfasadores y los

sistemas electrónicos FACTS (Flexible Alternating Current Transmisión System). Sin embargo, son menos frecuentes, y su influencia sobre el control de frecuencia-potencia en la mayoría de los sistemas es reducida en comparación con la de los generadores síncronos.

2.5.3 Regulación primaria, secundaria y terciaria

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico solo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global.

En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de

forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia por otro.

La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, éstos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas
- Se mantenga la suficiente energía de reserva

Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente que corresponde a un mercado de energía competitivo.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

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

2.6. Fundamentos de Control de frecuencia y potencia

2.7.1 La inercia del Sistema

La condición de baja inercia trae consigo una serie de desafíos al operador del sistema eléctrico, uno de ellos es la estabilidad y el control de la frecuencia [28].

La ecuación diferencial de segunda Ley de Newton de la masa rotante de un grupo turbina generador síncrono:

$$J \frac{dw}{dt} = T_m + T_e \quad (1)$$

Donde:

J [Kg-m²] es el momento de inercia de todas las masas que giran en el rotor del generador.

W [rad/s] es la velocidad de rotación

T_m y T_e están dados en N-m.

Si multiplicamos ambos miembros de la ecuación (1) por la velocidad de rotación se obtiene:

$$Jw \frac{dw}{dt} = P_m - P_e \quad (2)$$

Donde:

P_m [W] es la potencia mecánica de la turbina.

P_m [W] es la potencia eléctrica que sale por los bornes (igual a la potencia consumida por las cargas más las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión)

El momento de la inercia “ J ” del rotor del grupo turbina-generador síncrono (2), puede ser sustituido por la denominada “constante de inercia” H , expresada en segundos.

La constante de inercia H se define como el coeficiente de la energía cinética nominal y la potencia aparente nominal del generador S_n :

$$H = r = \frac{E_{\text{cinética nominal}}}{S_n} = \frac{\frac{1}{2}Jw^2_{\text{nom}}}{S_n} \quad (3)$$

Despejando el momento de inercia "J" de (3) se obtiene:

$$J = \frac{2S_n H}{w^2_{\text{nom}}} \quad (4)$$

Reemplazando (4) en (2):

$$J = \frac{2S_n H}{w^2_{\text{nom}}} \quad \longrightarrow \quad JW \frac{dw}{dt} = P_m - P_e$$

$$2S_n H \frac{w}{w_{\text{nom}}} \frac{d\left(\frac{w}{w_{\text{nom}}}\right)}{dt} = P_m - P_e$$

Asumiendo $\frac{w}{w_{\text{nom}}} \approx 1$, entonces la ecuación (2) se convierte en:

$$2S_n H \frac{d\left(\frac{w}{w_{\text{nom}}}\right)}{dt} = P_m - P_e \quad (5)$$

Nótese que la ecuación (5) se puede escribir de la siguiente manera:

$$2H \frac{d\left(\frac{w}{w_{\text{nom}}}\right)}{dt} = P_m - P_e \quad (6)$$

ECUACIÓN DE MOVIMIENTO DEL ROTOR

Es la ecuación (6): $2H \frac{dw}{dt} = P_m - P_e$ (7)

En la cual P_m , P_e y w : potencia mecánica y eléctrica que sale por los bornes del generador y w están en p.u.

Despejando:

$$\frac{dw}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \quad (8)$$

Si en (8) la P_m de la turbina disminuye sin que P_e cambie, la derivada de la velocidad del generador se hace negativa, lo que indica que la frecuencia disminuirá.

$$\text{Despejando: } \frac{dw}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H}$$

Si se produce una disminución súbita de la carga (P_e disminuye), la derivada de la velocidad es mayor que cero porque P_m es mayor que P_e , entonces la frecuencia aumentará.

El cambio de la frecuencia eléctrica (dw/dt) depende directamente del desbalance de potencia producido en el sistema y es inversamente proporcional a la inercia del sistema.

Linealizando la ecuación (8) se obtiene:

$$\Delta P_m - P_e = 2H \frac{dw}{dt} \quad (9)$$

La carga presenta una dependencia de la Frecuencia:

$$P_L = P_{LO} \left(\frac{f}{f_0} \right)^k \quad (10)$$

Donde:

P_L : carga en MW a la frecuencia f .

P_{LO} : Carga conectada en MW a la frecuencia nominal

f : Frecuencia en Hz

f_0 : Frecuencia nominal (HZ)

K : Coeficiente de sensibilidad, el cual es "0" para cargas resistivas y un valor aproximado de "2" para motores.

Al linealizar la ecuación (10) alrededor de la frecuencia nominal y dividiendo ambos miembros por la potencia aparente nominal, resulta:

$$\Delta \frac{P_L}{S_n} = K \left(\frac{P_{L0}}{S_n} \right) \frac{\Delta f}{f_0}$$

Entonces: $\Delta P_L = K \left(\frac{P_{L0}}{S_n} \right) \Delta f = D \Delta f$

D: se denomina constante de amortiguamiento de la carga. Representa el cambio en % de la carga entre el cambio en % de la frecuencia.

Entonces, cuando una variación de 2% en la carga produce una variación de 1% en la frecuencia, entonces significa que D=2.

Por lo tanto, ΔP_e en p.u. de la ecuación de oscilación (9) será:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \Delta w \quad (11)$$

Donde:

ΔP_L : cambio en p.u. de la carga que no depende de la frecuencia.

$D \Delta w$: cambio en p.u. en la carga que depende de la frecuencia.

Por lo tanto, la ecuación de movimiento del rotor linealizada resulta:

$$\Delta P_m - (\Delta P_m + D \cdot \Delta w) = 2H \frac{d\Delta w}{dt} \quad (12)$$

Donde ΔP_m depende de la acción de control del gobernador de velocidad.

2.6.2 Regulación de la Frecuencia en un sistema aislado

2.6.2.1 Respuesta Inercial

Si en un sistema aislado se presenta un pequeño incremento en p.u. de la carga, la ecuación diferencial que

describe el comportamiento de la frecuencia, antes de que se inicie la acción de control del gobernador de velocidad se aproxima a:

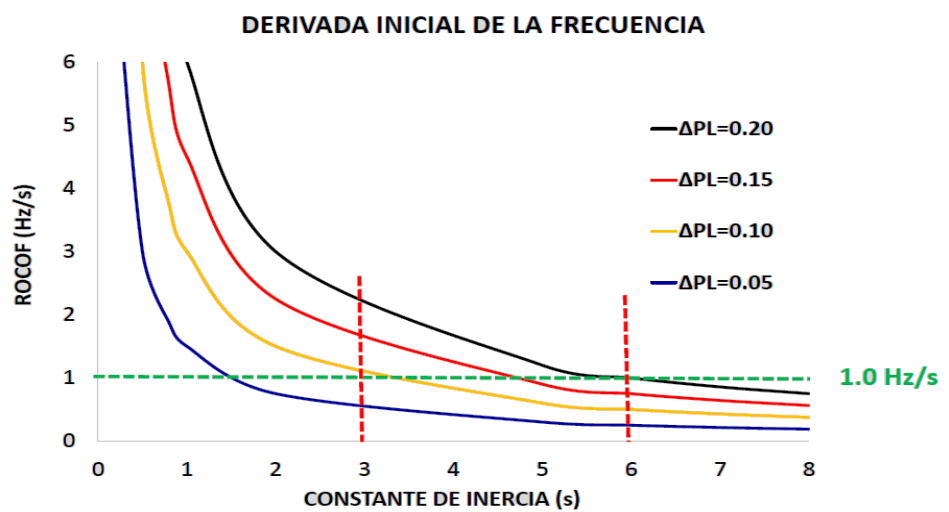
$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{-P_L}{2H} \quad (13)$$

Donde $\Delta\omega$ y ΔP_L están en p.u. y la constante de inercia "H" se expresa en s.

Despejando el cambio de la frecuencia en p.u. resulta:

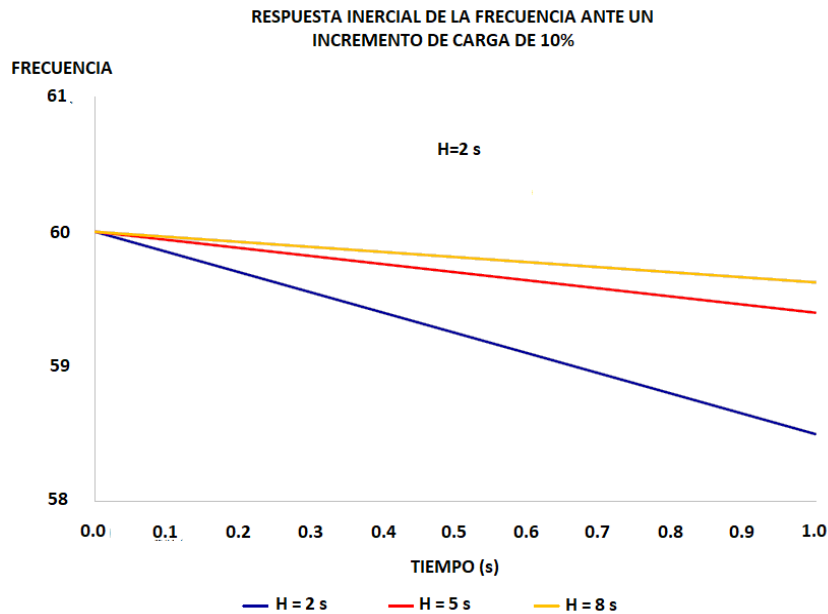
$$\Delta f = \Delta\omega = \frac{-P_L}{2H} t \quad (14)$$

Utilizando la ecuación (13):



Gráfica 18: Derivada inicial de la frecuencia.

Utilizando la ecuación (14):



Gráfica 19: Respuesta inercial de la Frecuencia ante un incremento de carga de 10%.

La caída inicial de la frecuencia del sistema aislado que tiene una inercia determinada depende de la magnitud del incremento de carga.

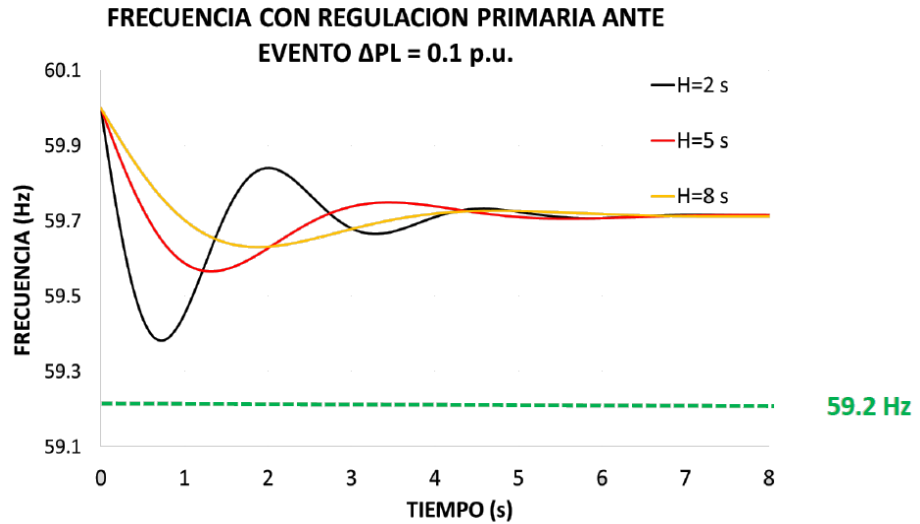
Para mayor incremento dado en la carga, a pendiente de caída de la frecuencia es mayor cuanto menor es la inercia.

De existir en el sistema aislado una protección de derivada de frecuencia (Hz/s), entonces una reducción de su inercia activaría esta protección, que para el mismo evento nunca antes se activaba.

2.6.2.2 Regulación Primaria

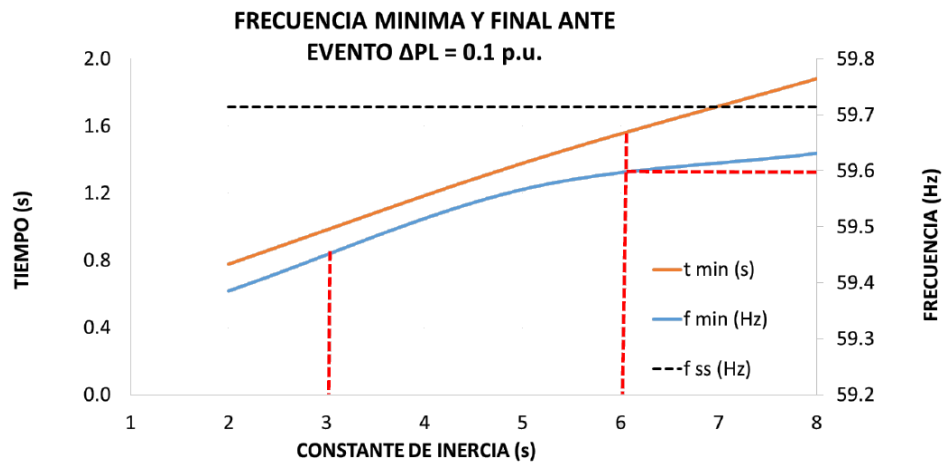
En la figura se muestra el diagrama de bloques para representar un sistema aislado (H y D), con un modelo elemental para el gobernador y la turbina.

Respuesta de la frecuencia de un sistema aislado ($D = 1.0$ p.u.) debido a la acción de la regulación primaria ($r = 0.05$ p.u. y $T = 0.8$ s) y en función de H .



Gráfica 20: Frecuencia de regulación primaria ante un evento

Se muestra la frecuencia mínima y el tiempo en que se alcanza. Además, se muestra el valor final (f_{ss}) de la frecuencia.



Gráfica 21: Frecuencia mínima y final ante un evento.

La frecuencia mínima alcanzada del sistema es menor cuando se reduce la inercia.

Una disminución de la inercia del sistema aislado produce una disminución del tiempo en que se presenta el mínimo, medido después de la aplicación del evento.

De existir en el sistema una protección de umbral de frecuencia (Hz), entonces una reducción de su inercia puede activar esta protección, que para el mismo evento nunca antes se activaba.

Sin embargo, el valor final de estado estacionario de la frecuencia f_{ss} , permanece constante, aunque la inercia (H) y la constante de tiempo (T) sean modificadas. Este valor de frecuencia es solo una función del estatismo del gobernador r y del amortiguamiento de la carga (D):

$$f_{ss} = 1 - \frac{\Delta P_L}{\left(\frac{1}{r} + D\right)} t \quad (15)$$

“D” está dada por el % de cambio en la carga del sistema entre el % de cambio en la frecuencia de la red. Depende en gran medida del tipo y la cantidad de carga conectada al sistema y sus valores típicos son 1.0 a 2.0. [2]

El estatismo “r” puede ser escogido en un rango de valores típicos comprendidos entre 0,04 y 0,06 p.u.

La constante de tiempo “T” depende del tipo de central (gas, hidroeléctrica, térmica, etc.) y su valor debe ajustarse en un rango típico.

Por lo tanto, a menos que las unidades con motor primo de respuesta lenta sean reemplazadas por unidades con una respuesta rápida, no es factible reducir sustancialmente este parámetro.

2.6.2.3 Efecto del tipo de Central

Respuesta de la frecuencia de un sistema aislado ($D = 1.0$) ante un evento de carga $P=0.10$ p.u.

El grupo generador-turbina tiene una inercia $H = 5s$, considerando tres tipos de motor primo [39]:

- Turbina de gas
- Turbina de vapor
- Turbina hidráulica

En los tres casos el gobernador que tiene un estatismo $r=0.05$ p.u.

Los resultados muestran que, aunque la inercia del sistema y el estatismo permanente de tres gobernadores son los mismos en los tres casos, la diferente respuesta de cada tipo de central influye significativamente en la respuesta transitoria de la frecuencia (regulación primaria).

Debido a la respuesta lenta de la turbina hidráulica, la caída de la frecuencia (valor mínimo) es mucho mayor en comparación con los casos de turbinas de vapor o de gas.

Las turbinas de vapor de gas proporcionan un mejor control primario de frecuencia.

2.6.2.4 Inercia equivalente de un Sistema Multimáquina

Las ecuaciones de las “N” unidades de generación síncrona de un sistema multimáquina:

$$\left. \begin{aligned} 2H_1 S_1 \frac{d(w_1)}{dt} &= P_{m1} - P_{e1} \\ 2H_2 S_2 \frac{d(w_2)}{dt} &= P_{m2} - P_{e2} \\ &\vdots \\ 2H_N S_N \frac{d(w_N)}{dt} &= P_{mN} - P_{eN} \end{aligned} \right\}$$

La velocidad en p.u. de todos los rotores son iguales:

$$w_1 = w_2 = \dots w_n = w \quad (17)$$

$S_1; S_2; \dots S_n$ es la potencia aparente nominal de cada unidad síncrona del sistema.

Sumando ambos miembros de (16), considerando (17), factorizando $\frac{dw}{dt}$ y dividiendo entre una potencia base $S_{eq} = \sum_1^N S_i$ (suma de potencias aparentes de los generadores síncronos conectados en el sistema), se obtiene:

$$2H_{eq} \frac{dw}{dt} = P_{mTpu} - P_{eTpu} \quad (18)$$

$$\text{Donde resulta que: } H_{eq} = \frac{\sum_1^N H_i S_i}{\sum_1^N S_i} \quad (19)$$

Es la inercia equivalente del sistema.

$$P_{mTpu} = \frac{\sum_1^N P_{mi}}{\sum_1^N S_i} = \frac{P_{m1}}{\sum_1^N S_i} + \frac{P_{m2}}{\sum_1^N S_i} + \dots + \frac{P_{mN}}{\sum_1^N S_i} =$$

$$\frac{S_1 P_{m1pu}}{\sum_1^N S_i} + \frac{S_2 P_{m2pu}}{\sum_1^N S_i} + \dots + \frac{S_N P_{mNpu}}{\sum_1^N S_i} \quad (20)$$

Es la potencia mecánica

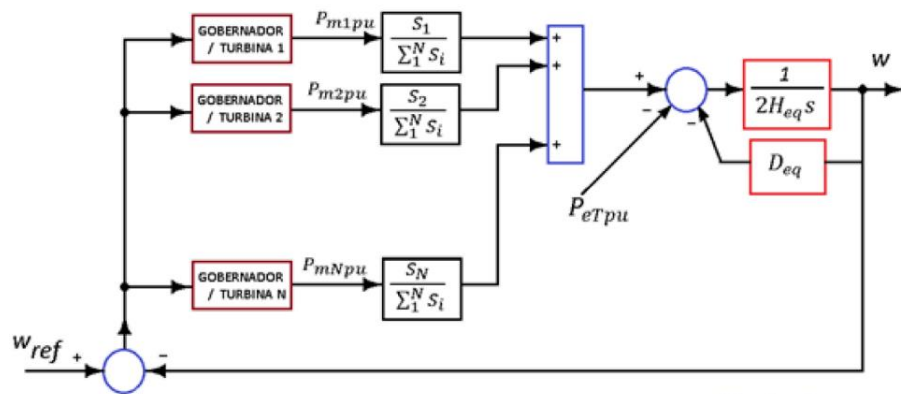
total, del sistema.

El término $P_{eTpu} = \frac{\sum_1^N P_{ei}}{\sum_1^N S_i}$ es la potencia generada total

expresada en unidades relativas.

Esta potencia que está expresada en p.u. (la base de S_{eq}) es igual al consumo de las cargas del sistema más las pérdidas del sistema de transmisión.

Añadiendo el gobernador de velocidad de cada turbina que produce la potencia mecánica y reemplazando el término $\frac{dw}{dt}$ por el operador de "S" de Laplace se obtiene:



En el sistema de potencia con varias máquinas conectadas sincrónicamente, el producto $S_{eq}H_{eq}$ igual a:

$$S_{neq}H_{eq} = S_1H_1 + S_2H_2 + \dots S_NH_N \quad (21)$$

Es la energía cinética del sistema.

Un sistema de potencia debería normalmente soportar la pérdida de la unidad de generación conectada de mayor potencia, lo que representa una disminución súbita de la energía cinética.

Una medida de la fortaleza de un sistema es la Energía Cinética, que en cierta forma se ve expresada en la constante de inercia H_{eq}

2.6.2.4 Disminución de la Inercia

La exigencia por la energía limpia es una posición que está en aumento, por ello se prevé que la utilización de centrales de generación con energía renovable No-Síncrona (solar fotovoltaica y eólica), será mayor y crecerá en el futuro.

Por lo tanto, de manera gradual, esta generación No-Síncrona, formará parte de la matriz energética de nuestro país, que posee recursos solares y de viento.

En el futuro, tal como está ocurriendo en Europa, este tipo de generación reemplazará en nuestro continente a tradicionales fuentes de generación, como el carbón y diésel.

La masa rotatoria equivalente del sistema se conoce como la inercia equivalente del sistema y es de la “suma” de todas las masas generadoras síncronas.

La inercia equivalente de un sistema de potencia es una medida de lo bien que el sistema puede soportar las perturbaciones y aun así mantener la frecuencia y la tensión estables.

Si un sistema tiene N centrales síncronas entonces la inercia equivalente del sistema es:

$$H_{eq} = \frac{\sum_1^N H_i S_i}{\sum_1^N S_i}$$

Se añade al sistema una planta solar fotovoltaica (central no-síncrona) que tiene una potencia nominal S_{N+1} , entonces la inercia del sistema se calcula con:

$$H'_{eq} = \frac{\sum_1^N (H_i S_i) + (0 * S_{N+1})}{\sum_1^N (S_i) + S_{N+1}} = H_{eq} \frac{\sum_1^N (S_i)}{\sum_1^N (S_i) + S_{N+1}} \quad (22)$$

Por lo tanto, la inercia equivalente del sistema disminuye.

2.7. Situación de los Recursos de Energías Renovables (RER)

2.7.1 Análisis Global de los RER

La experiencia internacional muestra que la implementación de políticas de promoción de recursos renovables requiere fijar metas

sostenibles en el tiempo y establecer, en un inicio, mecanismos económicos que promuevan su competitividad.

Al respecto, se pueden identificar cinco tipos de mecanismos: transferencias financieras directas o sistema de primas, que garantizan un ingreso financiero seguro a las generadoras renovables; instrumentos regulatorios, que establecen sistemas de cuotas; instrumentos comerciales, que establecen preferencias arancelarias para las importaciones de equipos de generación que utilicen recursos renovables; política tributaria, que establece reducciones impositivas; e instrumentos crediticios, que permiten obtener créditos preferenciales (International Energy Agency, IEA, 2011) [29].

2.7.2 Sistemas de Tarifas

Mecanismo de Tarifas Fijas: El mecanismo feed-in-tariff (FIT) otorga el derecho a los generadores de energía renovable a vender toda su producción a un precio fijado en su totalidad (tarifa regulada total). En este tipo de sistema el Estado interviene estableciendo una tarifa ex ante, que corresponderá a la retribución de la electricidad producida al generador RER. Asimismo, cumple con el papel de garantizar que toda la electricidad que se inyecte a la red sea comprada. La reducción de los riesgos para el generador, asociados a fluctuaciones en las tarifas eléctricas, y la garantía de la recuperación de la inversión inicial son características de este sistema (International Renewable Energy Agency, Irena, 2015a) [2].

Es importante señalar que, para asignar los recursos de forma eficiente, se establecen distintas tarifas de la energía eléctrica en función al tamaño de la central, la ubicación y el tipo de energía que producen. Cabe resaltar que este mecanismo surgió en Estados Unidos con la Public Utility Regulatory Policies Act (Ley sobre Normas Regulatorias de Empresas de Servicios Públicos) en 1978, siendo adoptado posteriormente por más de 50 países y destacándose su implementación en Alemania y España (Mendonça y Jacobs, 2009).

Sistema de Primas: El sistema de prima funciona como una variante del enfoque FIT aplicado en España. A diferencia de la tarifa fija, en la cual el generador recibe un precio fijo independiente

del precio de la electricidad en el mercado, este mecanismo consiste en aplicar un pago adicional (prima) sobre el precio del mercado de electricidad.

2.7.3 Sistema de Cuotas

Normas de Cartera Renovables: El mecanismo Renewable Portfolio Standards, (RPS) establece que, mediante la imposición de argumentos legales, los distribuidores o generadores están obligados a que un determinado porcentaje de su suministro o producción provenga de energías renovables.

Como resultado, el Estado regula la cantidad de electricidad renovable y deja que el mercado determine el precio. En este sentido, los requerimientos de la demanda se abastecen según la tecnología RER de menor costo.

Una variante de este mecanismo es que los agentes obligados pueden llegar a la cuota requerida mediante derechos de comercio

(por ejemplo, esquemas de certificados verdes para la energía renovable). Así, al término de un periodo determinado, los agentes obligados por la cuota demuestran su cumplimiento mediante la entrega de una cantidad de certificados verdes equivalente a la cuota fijada. Si no cumplen, se impone legalmente una penalización, ya que la experiencia de los países muestra que un factor determinante para el éxito de este esquema es la existencia de un régimen de cumplimiento estricto (Energía y Sociedad,2010). Este sistema se aplica, principalmente, en países

que tienen una mayor liberalización de sus mercados, como por ejemplo Inglaterra y Estados Unidos.

Sistemas de subastas: Mediante el sistema de subastas, el Estado es el encargado de ofertar o licitar proyectos de energía renovables y son las empresas las que compiten en la obtención del proyecto. En este tipo de sistema la competencia entre empresas se convierte en el eje principal. Las empresas que ofertan el suministro al menor costo ganan la licitación (Irena, 2015a).

La adopción de alguno de estos mecanismos dependerá de las características propias de cada mercado, así como de la sostenibilidad y de la credibilidad de sus instituciones. A 2015, 110 países tenían mecanismos de feed-in-tariff/ primas; 100 países, políticas de cuota o RPS; y 64 países, mecanismos de licitaciones o subastas (REN21, 2016). En el mapa 2-1 se muestra en qué países se aplican principalmente estos mecanismos de apoyo.

Asimismo, en América Latina, el mecanismo más utilizado para promover las energías renovables en el sector eléctrico son las subastas. Desde 2009, se han realizado en la región 54 subastas.

Los países que tienen experiencia en subastas de energías renovables son Argentina, Brasil, Perú, Chile, Costa Rica, El Salvador, Uruguay, Panamá, Nicaragua, México, Belice, Guatemala y Honduras.

En lo referente a las tarifas reguladas, estas han tenido un éxito limitado en la región. A la fecha solo Nicaragua y Uruguay tienen un sistema de tarifas de aplicación limitada. Por otra parte, con respecto al sistema de cuotas, en América Latina, solamente Chile y México tienen un sistema de certificados de energía renovable.

Es importante mencionar que en la región se han identificado varios sistemas híbridos. Por ejemplo, en Perú, el sistema de subastas se combina con esquemas de primas y cuotas.

Asimismo, en El Salvador se tienen elementos de subastas y tarifas reguladas. En Nicaragua se combina las subastas y las cuotas al imponer que el servicio público de electricidad incluya cuotas de energías renovables en sus subastas de energía para todas las tecnologías convencionales (Irena, 2015b). En el cuadro XX se muestra un resumen de las principales políticas de energías renovables aplicadas en países de América Latina.

	Política nacional	Instrumentos regulatorios						Incentivos fiscales		Acceso a la red		Otros
	Objetivos de energías renovables	Subastas	Feed-in-Tariff	Prima	Cuota	Sistema de certificados	Híbrido	Exención del IVA	Impuesto sobre el carbono	Acceso a la red	Despacho preferente	REN en programa de acceso rural
Argentina	■	■	■					■				■
Belice	■	■										■
Bolivia	■		■					■				■
Brasil	■	■	■				■					■
Chile	■				■	■			■	■		■
Colombia	■							■				■
Costa Rica	■	■										■
Ecuador	■		■							■	■	■
El Salvador	■	■					■					■
Guatemala	■	■						■		■		■
Guyana	■							■				■
Honduras	■	■		■						■		■
México	■	■		■	■	■			■	■		■
Nicaragua	■		■		■			■			■	■
Panamá	■	■		■				■				■
Paraguay	■									■		■
Perú	■	■		■	■			■			■	■
Surinam	■											■
Uruguay	■	■	■								■	■
Venezuela	■							■				■

■ Activo ■ Expirado, sustituido o inactivo ■ En desarrollo

Cuadro 1: Resumen de políticas de energías renovables en América Latina

Fuente de elaboración: Irena (2015b)

En este sentido, la prima estará en función a la diferencia del precio de la energía en el mercado y la tarifa garantizada para el generador RER (ver gráfico 5-2) (Irena, 2015a).

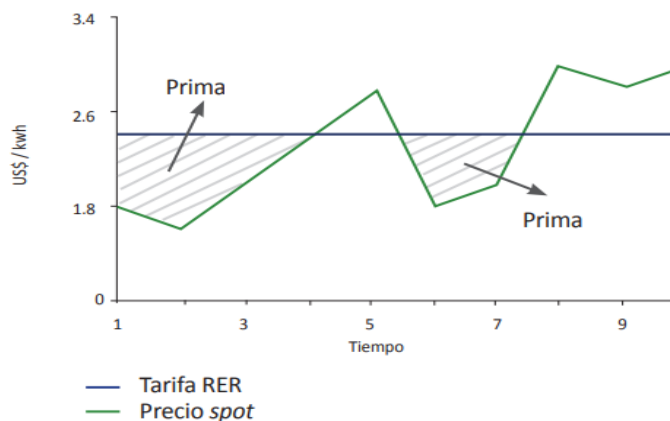


Gráfico 22: Sistema de Prima

Fuente: Reporte de Análisis sectorial del Sector Eléctrico, 2012.

2.7.4 Políticas que fomentan los RER: Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú.

En esta sección se realiza una breve comparación de las políticas de promoción de las fuentes de energía renovable en cuatro países: Estados Unidos, Canadá, Chile y Perú, con el fin de identificar las similitudes y diferencias que existen entre ellas. A nivel mundial, Estados Unidos tiene la segunda mayor capacidad instalada de generación de RER, mientras que Canadá ocupa el quinto puesto (REN21, 2016). En Sudamérica, Chile es uno de los países que en los últimos años le ha brindado mayor impulso a la introducción de los RER en su matriz energética. El análisis comparativo se centrará sobre tres aspectos: políticas de apoyo, promoción del mercado e incentivos fiscales.

- a) Estados Unidos.** Tiene el objetivo de reducir su nivel de emisiones actuales en 32% para 2030. Para ello, se han aprobado estándares técnicos y esquemas regulatorios que buscan armonizar las normas federales y las promulgadas por los propios estados, así como regular el tratamiento de los pequeños generadores que desean conectarse a la red eléctrica.

El esfuerzo por fomentar el empleo de RER es amplio, ya que abarca iniciativas del gobierno federal y de los gobiernos estatales y locales.

No obstante, se observa que, si bien algunos estados han aprobado normas que disponen el incremento de la generación

eléctrica con RER5, se encuentra pendiente que todos los estados aprueben el mismo tipo de políticas.

Asimismo, Estados Unidos provee fondos para financiar programas de investigación y desarrollo (I&D) en RER6 y se ha creado un directorio nacional de RER que incluye bases de datos, hojas de cálculo, análisis de sistemas y programas de simulación.

Por

otro lado, algunos estados han establecido una cuota de abastecimiento de electricidad generada con RER por parte de las empresas de distribución; tal es el caso de Illinois, donde el 25% de la electricidad debe provenir de fuentes renovables sin incluir a la hidroeléctrica (IEA, Estados Unidos, 2017).

b) Canadá. Tiene el objetivo de generar el 20% de energía eléctrica en base a RER y reducir sus emisiones de GEI en 10% por debajo de los niveles de 1990 para 2020. Asimismo, para 2030 planea instalar 5000 MW de nueva capacidad en base a RER. Cuenta con un fondo (Clean Energy Fund) de US\$ 317.6 millones para financiar proyectos RER, actividades de I&D y subsidiar estudios de factibilidad para proyectos piloto. Las políticas para promover los RER abarcan tanto al gobierno nacional como a los provinciales. En este sentido, en varias provincias se han aprobado esquemas regulatorios para facilitar la conexión de centrales de RER a las redes existentes; mientras que por el lado del gobierno nacional se ha creado el Renewable Energy Facilitator, una institución oficial

que brinda financiamiento a proyectos de RER (IEA, Canadá, 2017).

- c) Chile.** Se ha fijado como objetivo generar el 20% de la energía eléctrica a partir de RER para 2025. Bajo la Ley de Energías Renovables No Convencionales se ha establecido que un 5% de la electricidad debe proceder de RER. Asimismo, el gobierno nacional facilita las subastas por nuevos proyectos y, mediante el Centro de Energías Renovables, subsidia hasta el 40% del costo de los estudios de factibilidad de proyectos RER y financia programas de I&D para la introducción de las tecnologías RER. Además, el gobierno ha aprobado estándares técnicos, ha desarrollado un esquema regulatorio y ofrece asistencia técnica (IEA, Chile, 2017).
- d) Perú.** El Decreto Legislativo N° 1002 ha declarado de interés nacional el desarrollo de centrales de generación que empleen RER y ha establecido medidas de promoción para la introducción de centrales de generación eléctrica que los utilicen. De esta manera cada dos años se realizan subastas mediante las cuales diversas empresas compiten para adjudicarse contratos de generación con RER.

2.7.5 Promoción del Mercado

- a) Estados Unidos.** El Plan de Acción Climática de Estados Unidos compromete al gobierno a permitir el desarrollo de 10 000 MW en proyectos sobre terrenos públicos. Además, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) supervisa los Power Purchase Agreements (PPA) suscritos entre las empresas eléctricas y los

generadores RER. Asimismo, varios gobiernos estatales cuentan con sistemas que permiten a los usuarios medir su producción de energía y su consumo, y solo facturar por el monto de energía que retiran de la red eléctrica (Net Metering). Solo cuatro estados no cuentan con este mecanismo. Por último, en cinco estados se ha establecido el empleo del mecanismo feed in tariff, mientras que en otros su aplicación es voluntaria (IEA, Estados Unidos, 2017).

- b) Canadá.** Ha empezado a implementar los mecanismos de Net Metering y el esquema de feed-in tariff en algunas de sus provincias. El programa New Brunswick Power Net Metering permite a los consumidores conectar sus propios sistemas de generación a la red eléctrica para compensar sus consumos y reducir su facturación (NB Power, 2017). Por otra parte, Ontario es la única provincia que aplica el feed in tariff. El Ministerio de Energía de Ontario, la Autoridad de la Energía y el Ontario Energy Board han desarrollado un programa que permite a los pequeños generadores usar los RER para vender energía de nuevo a la red eléctrica (Harcourt Brown, 2010). Finalmente, Canadá ofrece contratos PPA, llamados Renewable Electricity Support Agreement (RESA), por un periodo de 20 años a un precio fijo que brinda a los inversionistas una garantía sobre el precio que percibirán por un largo periodo de tiempo (Howard y O'Neill, 2016).
- c) Chile.** Los generadores de RER tienen garantías para el acceso a las redes eléctricas, así como la no discriminación durante el proceso de subastas de energía y en la firma de acuerdo PPA.

Además, Chile ofrece la aplicación del Net Metering, por lo cual las inyecciones de energía de los usuarios, que a su vez generan electricidad, se descuentan de su facturación por consumo eléctrico. Los generadores de RER se encuentran exceptuados o reciben subsidios para el pago de los costos de transmisión (IEA, Chile, 2017). Finalmente, existen subastas por bloques horarios, en las cuales los generadores de RER pueden competir para suministrar electricidad en algunas horas del día, lo que ha posibilitado que diversas tecnologías, como la solar, puedan competir con las tecnologías convencionales en las subastas (Doyle, 2016).

- d) Perú.** El Decreto Legislativo N° 1002 ha establecido medidas para promover la generación basada en RER, entre las principales destacan las siguientes: i) se brinda a los generadores garantía para el acceso a las redes eléctricas; ii) se establece que los generadores de RER tienen prioridad en el despacho de energía; iii) cada dos años se realizan subastas mediante las cuales diversas empresas compiten para adjudicarse contratos de generación, estas empresas cuentan con garantías sobre el precio que percibirán durante los 20 años de vigencia del PPA (D.L. N° 1002, 2008).

2.7.6 Incentivos Fiscales

- a) Estados Unidos.** El principal instrumento para incentivar las inversiones en RER son las devoluciones de impuestos para las empresas e individuos por la compra de equipos o paneles solares,

así como el establecimiento de esquemas de depreciación acelerada. El segundo instrumento más empleado son los subsidios, por ejemplo, para la compra inicial de equipos.

Además, el gobierno invierte directamente en algunos proyectos y tiene el compromiso de comprar 1000 MW de RER para las instalaciones públicas. Esto provee subvenciones monetarias, créditos o garantía de bajos intereses a los proyectos de RER. Finalmente, se ha establecido un impuesto al carbono, el cual indirectamente ayuda al mercado de los RER, incentivando a los generadores a considerar opciones renovables que podrían reducir sus emisiones para evitar la aplicación del impuesto (IEA, US, 2017).

b) Canadá. Este país también depende, en gran medida, de las devoluciones de impuestos y subsidios para promover la inversión en RER. Canadá ha implementado el esquema Accelerated Capital Cost Allowance (ACCA), que permite que algunos ítems sean deducidos a tasas de 30% o 50% para propósitos de impuestos, mientras que otros tienen exoneraciones completas de impuestos (Beaudry, Shooner y Lacasse, 2014). Entre los subsidios se incluye un reembolso del 25% de los costos de adquisición, instalación y otros costos asociados a los sistemas de RER. En algunas provincias el reembolso llega hasta el 40% de los costos (Harcourt Brown, 2010). Asimismo, los diferentes niveles de gobierno invierten directamente en proyectos RER, tal es el caso, por ejemplo, del compromiso de comprar 150 MW de nueva capacidad

de generación eólica por parte del gobierno nacional, o la firma de contratos por parte de Hydro Quebec para la instalación de 2000 MW de capacidad eólica.

Adicionalmente, Canadá provee préstamos a bajas o nulas tasas de interés para inversión en proyectos RER (IEA, Canadá, 2017).

c) Chile. Actualmente no cuenta con incentivos tributarios o subsidios para las instalaciones solares, no obstante, brinda subsidios al desarrollo de estudios de factibilidad para la implementación de proyectos de electrificación rural (Irena 2014). El gobierno invierte directamente en proyectos de RER en el marco de su estrategia de electrificación rural. Mediante la asistencia del banco alemán KfW, el cual extendió un préstamo de 85 millones de euros para el financiamiento de proyectos RER, el gobierno ofreció facilidades de crédito y préstamos a tasas de interés bajas a los inversionistas que desarrollen proyectos de RER. Además, el gobierno provee subvenciones para proyectos de prueba, como por ejemplo un programa piloto que realiza ensayos en las instalaciones, desarrollo de capacidades locales e incentiva proyectos de RER de pequeña escala. Por último, se ha establecido un impuesto al carbono que contribuye de manera indirecta a incentivar que los generadores reduzcan sus emisiones de gases contaminantes (IEA, Chile, 2017).

d) Perú. Se ha establecido un esquema de devolución de impuestos en los proyectos de RER, así como un mecanismo de depreciación

acelerada de hasta el 20% de los gastos de inversión en maquinaria, equipo y obras de construcción civil, que influye en la determinación de la base imponible para efectos tributarios. Asimismo, los generadores de RER cuentan con el beneficio de la devolución adelantada del Impuesto General a las Ventas (IGV). Mediante el sistema de subastas, las empresas RER que ganan la licitación tienen una garantía sobre sus ingresos anuales, que es financiada por todos los consumidores de electricidad del país (IEA, Perú, 2017).

En resumen, Estados Unidos y Canadá cuentan, comparativamente, con mercados de RER desarrollados en los cuales existen muchos agentes. De esta manera, sus políticas están orientadas, sobre todo, a facilitar la competencia en el mercado mediante la reducción de los costos de ingreso, así como la implementación de salvaguardas. Además, sus políticas promueven la participación de agentes privados (empresas y usuarios) por medio de esquemas como el Net Metering y el feed-in tariff. Por otra parte, los mercados de RER de Chile y Perú son muy similares, pues aún cuentan con pocos años y requieren de mayor participación del gobierno, por ejemplo, mediante la coordinación de subastas públicas.

Categoría	Estados Unidos	Canadá	Chile	Perú
Políticas de apoyo	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de 32% en las emisiones a 2030 Estándares técnicos Sistema regulatorio Esfuerzos nacionales, estatales y locales Estándar de la cartera de proyectos con RER Cuotas que exijan que un porcentaje de la electricidad generada provenga de RER Capacitación a la industria Financiamiento para la investigación y desarrollo Asesoramiento y orientación informativa Directorio Nacional de RER Asistencia técnica Liderar los esfuerzos internacionales 	<ul style="list-style-type: none"> Objetivo de generar el 20% de electricidad a partir de RER Reducción de emisiones en un 10% con respecto al nivel de 1990 para 2020 Introducir 5000 MW de energía proveniente de RER para 2030 Financiamiento para investigación y desarrollo Estudios subsidiados Esfuerzos nacionales, estatales y locales Estándar en la cartera de proyectos con RER Sistema regulatorio Asistencia técnica Proceso simplificado para la aprobación de los proyectos de RER 	<ul style="list-style-type: none"> Declara como interés nacional los RER Objetivo de generar el 20% de electricidad a partir de los RER para 2025 Cuotas que exijan que el 5% de la electricidad generada debe provenir de fuentes renovables Subastas, como instrumento de política para introducir RER Estudios subsidiados Financiamiento para la investigación y desarrollo Asesoramiento y orientación informativa Ejecución de proyectos Proceso simplificado para la aprobación de los proyectos RER Establecimiento de estándares técnicos Sistema regulatorio Asistencia técnica Sistema de certificación 	<ul style="list-style-type: none"> Declara de interés nacional los RER Objetivo de generar el 60% de electricidad a partir de los RER para 2024 Establecimiento de estándares técnicos Subastas, como instrumento de política para introducir los RER Prima RER
Promoción de mercado	<ul style="list-style-type: none"> Compromiso por parte del gobierno en permitir 10 000 MW de energía renovable en uso público Contratos de compra de energía Balance neto Tarifas fijas 	<ul style="list-style-type: none"> Tarifas fijas Balance neto Contratos de compras de energía por 20 años 	<ul style="list-style-type: none"> Acceso garantizado a la red Subastas no discriminatorias Contratos de compras de energías no discriminatorias Balance neto Exoneración o subsidios en los costos de las líneas de transmisión Proceso simplificado para la ampliación de la red Subastas de tiempo limitado 	<ul style="list-style-type: none"> Acceso garantizado a la red Precios fijos por 20 años para acceder a la red Contratos para compra de energía
Incentivos fiscales	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Inversión directa del gobierno Subvención Crédito y bajos intereses a los préstamos Impuestos a la emisión de carbono Compromiso del gobierno en la compra de 1000 MW de RER 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Inversión directa del gobierno Bajo o cero interés en los préstamos para inversión de capital Subvención 	<ul style="list-style-type: none"> Inversión directa del gobierno Inversión directa extranjera Crédito y bajos intereses a los préstamos Subvención Impuestos a la emisión de carbono 	<ul style="list-style-type: none"> Reducción de impuestos Subsidios Ingresos anuales garantizados Inversión directa extranjera

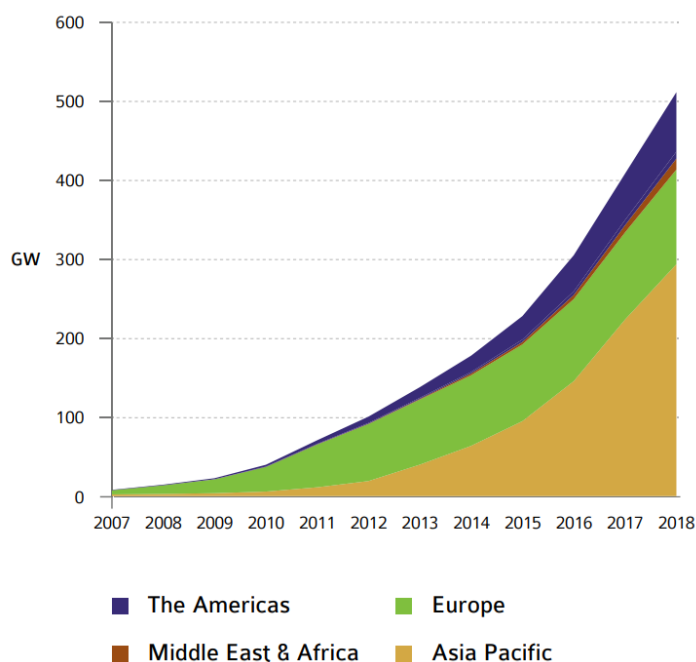
Cuadro 2: Comparación de políticas de promoción de los RER

Fuentes: Doyle (2016), Harcourt Brown (2010), Howard y O'Neill (2016), IEA. (2017), NB Power (2017), Irena (2014) y REN21 (2016). Elaboración GPAE-

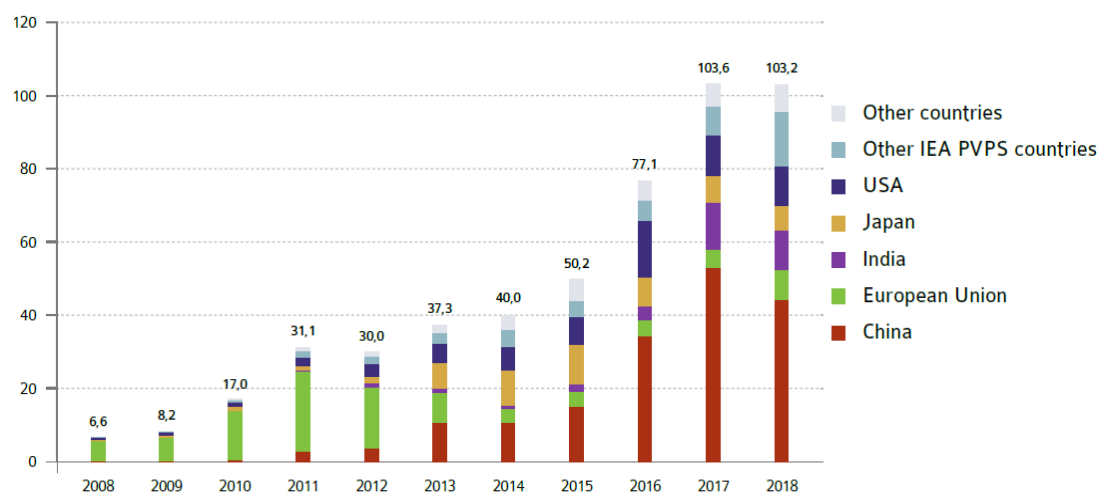
Osinergmin

Debido a que las políticas de RER de Estados Unidos y Canadá son aprobadas por el gobierno nacional y los gobiernos regionales, necesitan ser estandarizadas en todos los niveles de gobierno. En Chile y Perú el impulso a las iniciativas de RER proviene del gobierno central, por lo que no es necesaria su estandarización en todos los niveles de gobierno. Sin embargo, se requiere la coordinación entre el gobierno central y los diferentes actores en el mercado.

Según la revista “IEA PVPS report - Trends in Photovoltaic Applications 2019”, las estadísticas de capacidad de generación con tecnologías RER instaladas en el mundo ha aumentado considerablemente por sobre los 512.3 GW



Gráfica 23: Evolución de las Instalaciones Regionales PV



Gráfica 24: Evolución Anual de las Instalaciones PV

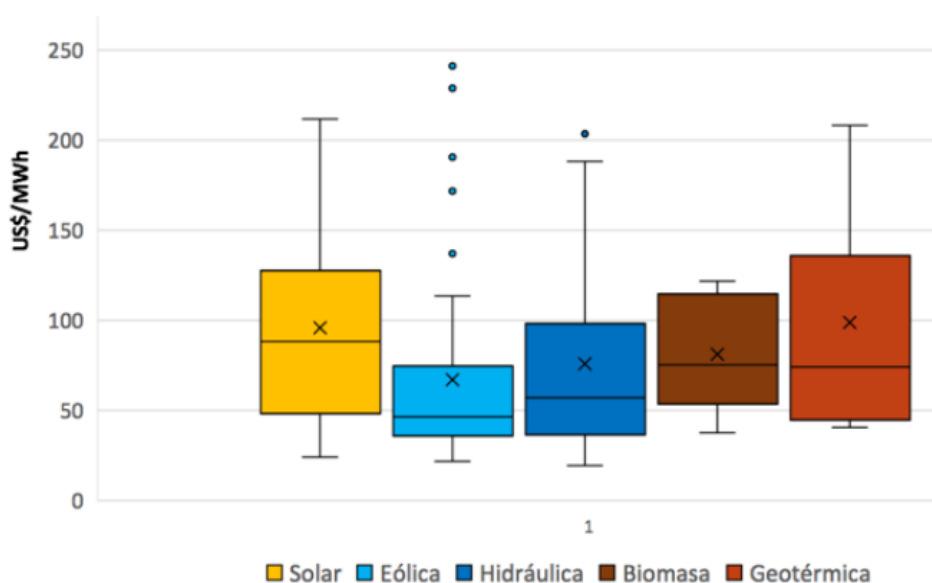
Tomando como referencia el artículo “Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely

High Levels of Variable Renewable Energy. IEEE Power and Energy Magazine”

Irlanda y Alemania ya tienen penetraciones anuales de RER de más del 20% y que, en Dinamarca, la energía eólica por sí sola tiene la capacidad de satisfacer el 40% de la demanda de electricidad instantánea del país.

2.7.7 Análisis Integrado de las RER

El gráfico 27, muestra los resultados de los costos proyectados para generar electricidad con RER realizado por la IEA y NEA (2020).



Gráfica 25: Costo nivelado de electricidad para generadores RER

Fuente: IEA y NEA (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin

Al respecto, muestran que la generación con bajas emisiones de carbono se está volviendo rentables.

Los costos nivelados de la generación eléctrica RER están disminuyendo y están cada vez más por debajo de los costos de generación con tecnología convencional. Se espera que la energía eólica Onshore tenga, en promedio los costos nivelados más bajos de generación de electricidad en 2025.

Aunque los costos varían mucho de un país a otro, esto es cierto para la mayoría de los países. Además, la energía solar fotovoltaica, si se implementa en gran escala y en condiciones climáticas favorables, puede ser competitiva en costos. Mientras que hace cinco años, el costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés “Levelised costs of electricity”) medio aún excedía los 150 US\$/MWh, ahora está significativamente por debajo de los 100 US\$/MWh y, por lo tanto, se encuentra en un rango competitivo.

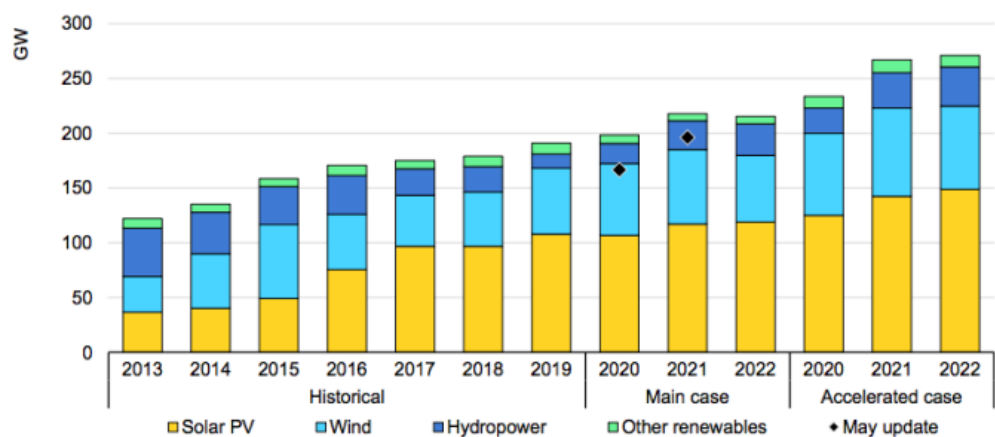
Los análisis de las tecnologías hidroeléctricas (de pasada y embalse) pueden proporcionar alternativas competitivas donde existen sitios adecuados, pero los costos siguen siendo muy específicos del sitio.

Finalmente, los resultados de la métrica LCOE ajustada al valor de la IEA muestra que el valor del sistema de las RER variables como la eólica y solar disminuye a medida que aumenta su participación en el suministro de energía [30].

2.7.8 Perspectivas de las RER

Considerando las perspectivas de generación de electricidad con RER al 2025, tomando en cuenta el impacto del Covid-19, de acuerdo con lo desarrollado por la IEA (2020) [31].

La IEA (2020) estima que el aumento neto de capacidad de electricidad RER será casi un 4% más en 2020 que en 2019. Es decir, se estima que en el planeta se han instalado más de 198 GW de capacidad RER en 2020. Las mayores adiciones provendrían de las centrales eólicas (+8%) e hidroeléctricas (+43%), mientras que la energía solar mantiene estable su aumento anual (ver gráfico 28).



Gráfica 26: Adiciones de capacidad neta de electricidad RER 2013-2022

Fuente: IEA (2020).

Las adiciones de capacidad mensuales hasta setiembre de 2020 han superado las expectativas, lo que apunta a una recuperación más rápida en Europa, Estados Unidos y China. Dependiendo de las incertidumbres en curso creadas por la crisis de la Covid-19, las adiciones de capacidad RER podrían llegar a casi 234 GW en el escenario más optimista.

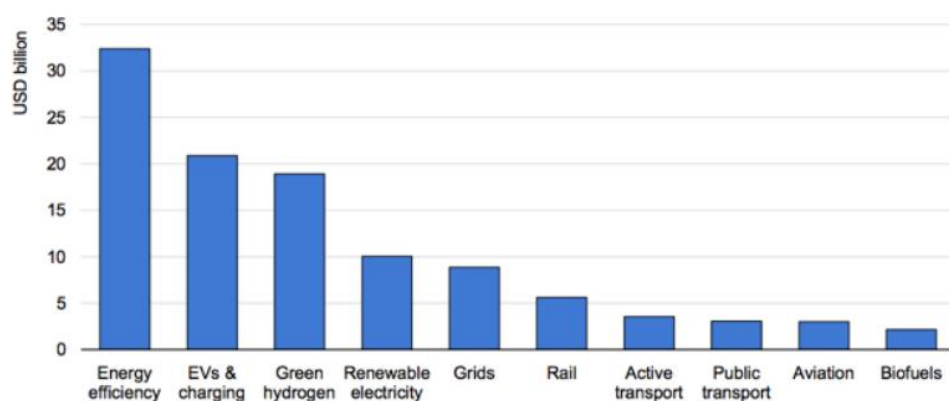
Las RER lograrían una expansión récord en 2021, con casi 218 GW en funcionamiento, un aumento del 10% desde el 2020. Impulsado por los siguientes dos factores: i) puesta en marcha de proyectos retrasados por la Covid19, debido a las medidas gubernamentales inmediatas en mercados claves (Estados Unidos, India, Europa), cambiando el pronóstico de 2020 a 2021; y ii) el continuo crecimiento en algunos mercados donde la cartera de proyectos pre pandémicos era sólida resultado del atractivo económico y el apoyo ininterrumpido de políticas. La resiliencia de las RER se volverá a probar en 2022.

La expiración de los incentivos y las incertidumbres políticas en mercados clave, combinados con los próximos desafíos financieros y estímulo limitado dirigido a la electricidad RER, conducirían a una pequeña disminución en las adiciones de capacidad en 2022 respecto al 2021.

En China, los subsidios a la energía eólica Onshore y fotovoltaica expiran en 2020, y el apoyo a la energía eólica Offshore finaliza en 2021. El marco de políticas del período 2021-2025 se anunciaría a finales de 2021. En los Estados Unidos, el crédito fiscal a la producción eólica Onshore expira a finales de 2020, lo que obstaculizaría el crecimiento de la capacidad eólica.

Sin embargo, la eficiencia energética y el transporte tienen prioridad sobre las RER en los paquetes de estímulo (gráfica 29). Así, los gobiernos (excluido el plan de la UE para la recuperación económica) también anunciaron paquetes de estímulo

relacionados con la energía por un valor alrededor de US\$ 220 mil millones, de los cuales la mitad están destinados a tecnologías de energía limpia. Así, la mayor parte de la ayuda está destinada a aumentar la eficiencia energética de los edificios existentes (mediante renovaciones), procesos industriales, automóviles y barcos. También se espera que las tecnologías de calor RER se beneficien de las medidas dirigidas a la eficiencia energética.



Gráfica 27: Adiciones de capacidad neta de electricidad RER 2013-2022

Fuente: IEA (2020).

Finalmente, la IEA (2020) menciona que la capacidad eólica y solar total se duplicaría a nivel mundial, expandiéndose en 1123 GW entre el 2020 y 2025. La eólica y la solar alcanzarían dos hitos importantes durante este período: su capacidad instalada total superaría a la del gas natural en el 2023, y a la del carbón en el 2024.

2.7.8 Aspectos positivos del modelo de mercado de los RER

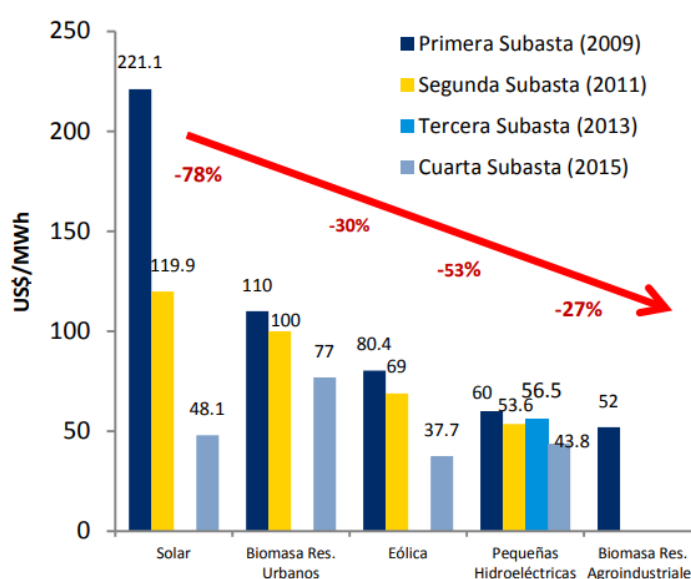
Hasta el momento se han llevado a cabo cuatro procesos de subasta RER para el Sistema Interconectado Nacional (SEIN) y un proceso de subasta RER off-grid para áreas no conectadas a la red

[30] con ello se adjudicaron 64 proyectos equivalentes a 1274MW, los cuales generaron una inversión estimada de US\$ 1957 millones, tal como lo señala el OSINERGMIN.:

Tecnología	Total proyectos	Capacidad MW	Inversión MM US\$*
Pequeñas Hidro	45	566.1	963
Biogás	4	10.4	16.1
Eólica	7	394	567.2
Solar	7	280.5	379.3
Biomasa	1	23	31
Total	64	1274	1956.6

Gráfica 28: Inversión estimada de proyectos por tipo de Tecnología

La inversión realizada en la generación de estos recursos ha generado un impacto importante en el mercado eléctrico del país y con ello una reducción de los precios promedio de las diversas tecnologías en cada subasta. Siendo que, en la cuarta subasta realizada en el 2015 y adjudicada en 2016, los precios alcanzaron valores de referencia internacional muy competitivos al llegar a un precio promedio de 43.1 US\$/MWh tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro:



Gráfica 29: Precios promedio de los proyectos adjudicados

Si bien la disminución en los precios de inversión para los RER ha ido de la mano con el aumento de proyectos de los mismo, que los precios hayan bajado se debe a la creciente experiencia de los fabricantes de infraestructura RER a nivel mundial, siendo una empresa alemana la de mayor producción, ello debido a que a partir de la primera crisis del petróleo (1973) los alemanes fueron más conscientes de su dependencia de los recursos fósiles, por lo que se crearon políticas de concientización ambiental, no solo para que la energía utilizada sea más limpia sino para crear mejores hábitos, es así que Angela Merkel señaló que “el mejor kilovatio-hora es el no consumido”. (Ministerio de relaciones exteriores de Alemania.” La Ernergiewen de alemana”).

Por otro lado, el impulso de estas nuevas tecnologías ha generado que se den cada vez más proyectos pilotos así como proyectos que tienen por finalidad acortar la brecha energética en las áreas rurales del país, donde el modelo de infraestructura en red no es económicamente viable, siendo la tecnología más adecuada para lugares aislados los sistemas fotovoltaicos, es por ello que en el 2014 se adjudicó una subasta off-grid a la empresa Ergon Perú SS.A.C, que beneficiaría a 15 mil localidades de zonas rurales del interior del país que no contaban con suministro eléctrico.

Asimismo, de acuerdo con el cronograma de ejecución se instalarían 450 mil sistemas fotovoltaicos para proveer electricidad

a viviendas, centros de salud y escuelas equivalentes a 50MW de capacidad [32].

Lo expuesto evidencia que el marco regulatorio establecido a partir de la promulgación del DL 1002 para incentivar la inversión pública ha dado los resultados esperados, pues en el año 2008 la producción de energía RER era menos del 0.01% del total de energía producida del SEIN; sin embargo, debido a los incentivos planteados en el citado decreto, la acogida que ha tenido esta actividad económica ha sido bastante favorable pues para el 2016 ya se contaba con el 5.3% del total de la energía eléctrica producida.

2.7.9 Aspectos negativos del modelo de mercado de los RER

La formulación del modelo de negocio para los RER se realizó con metas que buscaban llegar al 5% de energía con recursos renovables del total de electricidad producida que maneja el SEIN y para ello, uno de los atractivos más importantes era contar con una tarifa garantiza a través de la prima que proviene de los aportes de los usuarios a través de recargas en el Peaje de conexión, esta figura genera dos problemas:

- Los incentivos planteados en el DL 1002 son aplicables a pequeñas hidroeléctricas que se encuentren en el límite de los 20MW, en ese sentido, al no existir una adecuada gestión de cuencas hidrográficas, existen

varios proyectos hidroeléctricos que fueron presentado ante el Ministerio de Energía y Minas como proyectos independientes que se encuentran en límite establecido con la finalidad que verse beneficiados con los incentivos.

- En la actualidad la prima que pagan los usuarios finales no se percibe como un gran porcentaje de lo que pagan en sus recibos; sin embargo, si la finalidad de las políticas públicas que tiene el Estado es contar con un porcentaje mayor de generación eléctrica mediante RER, mantener una tarifa garantizada no será sostenible en el tiempo, contar con un porcentaje considerable como el 20% de energía RER, implicará un aumento en la tarifa adicional o los ya anunciados por el gobierno.

CAPÍTULO III:

ELABORACIÓN DE LA PROPUESTA

3.1. Generalidades.

Para poder mostrar el efecto de la integración de generación RER no-convencional sobre la frecuencia de un sistema multimáquina usaremos como sistema de prueba una variación del sistema IEEE de 9 nodos [33].

El sistema se ha representado mediante un modelo uni-nodal donde solo se considerará las ecuaciones diferenciales del sistema mecánico de las centrales (se desprecia el efecto del sistema de transmisión).

El modelo uni-nodal se ha representado en el módulo Simulink de MATLAB y se ha simulado la conexión de un incremento de carga de 10% de la carga del sistema, en dos conexiones tomando en cuenta algunas consideraciones que se detallan a continuación.

3.1.1 Límites para la reducción de la Inercia



Gráfica 30: Sistema con inercia reducida.

El tiempo de respuesta para que el gobernador y las turbinas reaccionen y controlen el descenso de la frecuencia depende de la inercia del sistema.

Entonces el valor de esta constante de tiempo estará casi totalmente definido por la mezcla de los tipos de centrales que operan en el sistema, en la cual, la tendencia será que predominen centrales conectadas mediante inversores

Se podría reducir esta constante de tiempo implementando medidas adicionales como una rápida inyección de potencia utilizando los convertidores de las unidades contactadas al sistema o una rápida reducción del consumo de la carga.

Sin embargo, para que estas medidas rápidas puedan proporcionar la respuesta se requiere de cierto tiempo para la identificación del evento y la detección de la frecuencia, este tiempo es del orden de 150 – 200 ms [34].

Además, en caso de que la frecuencia descienda a un nivel en el que se active el primer escalón del ERACMF del sistema, para permitir que el rechazo de carga por sub frecuencia revierta a tiempo la caída de frecuencia y se evite un apagón total, es necesario que el sistema tenga un cierto grado de inercia.

3.1.2 Operación de un Sistema con Baja Inercia

Consideración 01:

Hacer frente a un ROCOF más alto y producir oscilaciones en la frecuencia de mayor amplitud [35]:

- Revisar los procedimientos existentes

- Controlar la constante de inercia de los proyectos aprobados.
- Propiciar la instalación de compensadores síncronos
- Operar las centrales existentes a la carga mínima posible.
- Revisar las protecciones de frecuencia de las unidades de generación, así como los Esquemas Especiales de Protección del Sistema (ERACMF, EDAGSF).

Para adoptar este enfoque, se necesitan muchos estudios de detalle para averiguar qué punto el ROCOF y los límites de frecuencia podrían ser ampliados:

Sin poner en peligro la estabilidad del sistema de potencia ni provocar daños a las turbinas y el equipo auxiliar de las centrales eléctricas convencionales. De hecho, se prevén problemas importantes en las instalaciones asociadas con la generación no-síncrona conectada al sistema comercial mediante convertidores.

Consideración 02:

Tendría un carácter de proyección a futuro y requerirá de una normativa especial, consiste en tratar de acomodar más generación renovable no-síncrona conectada al sistema de potencia mediante Convertidores. Sin embargo, será necesario que estos convertidores tengan un control especial que haga posible la entrega de una inercia virtual para el control primario de la frecuencia (Inercia Sintética)

El Control óptimo que será adoptado a gran escala en los sistemas de potencia es todavía desconocido, pero es un área de investigación activa [36].

Consideración 03:

Se podría considerar la reducción de la magnitud de la contingencia de desconexión de generación que tolera el sistema.

Esta medida podría complementarse con la aplicación de esquemas Especiales de protección para evitar que el sistema se divida y se presenten interrupciones en cascada y así evitar el colapso total [34].

Podría utilizarse como complemento en los enfoques anteriores, será necesario un estudio detallado, el cual depende exclusivamente de las características de cada sistema de potencia.

3.2. Esquema de la propuesta

Mediante el modelamiento realizado en Matlab Simulink se busca demostrar el comportamiento de la inercia del sistema eléctrico ante la incorporación de fuentes de energía no convencionales y su impacto. Mientras que el modelamiento en Digsilent busca compilar la información la información obtenida con el COES considerando los nuevos proyectos que cuentan con ya con EPO y EO aprobados y cuál sería el comportamiento del sistema eléctrico en toda su extensión.

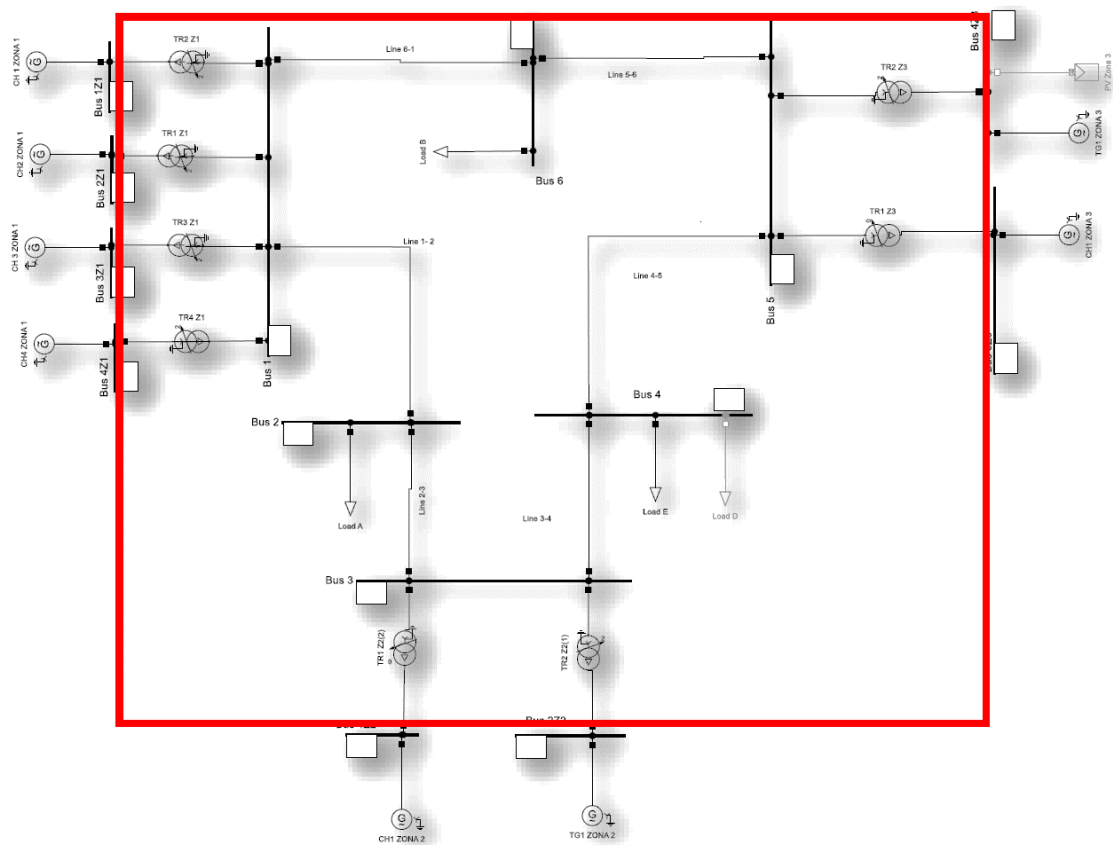
3.3. Análisis Global de los RER

3.4. Casos de Prueba

3.4.1 Sistemas IEEE 9 nodos

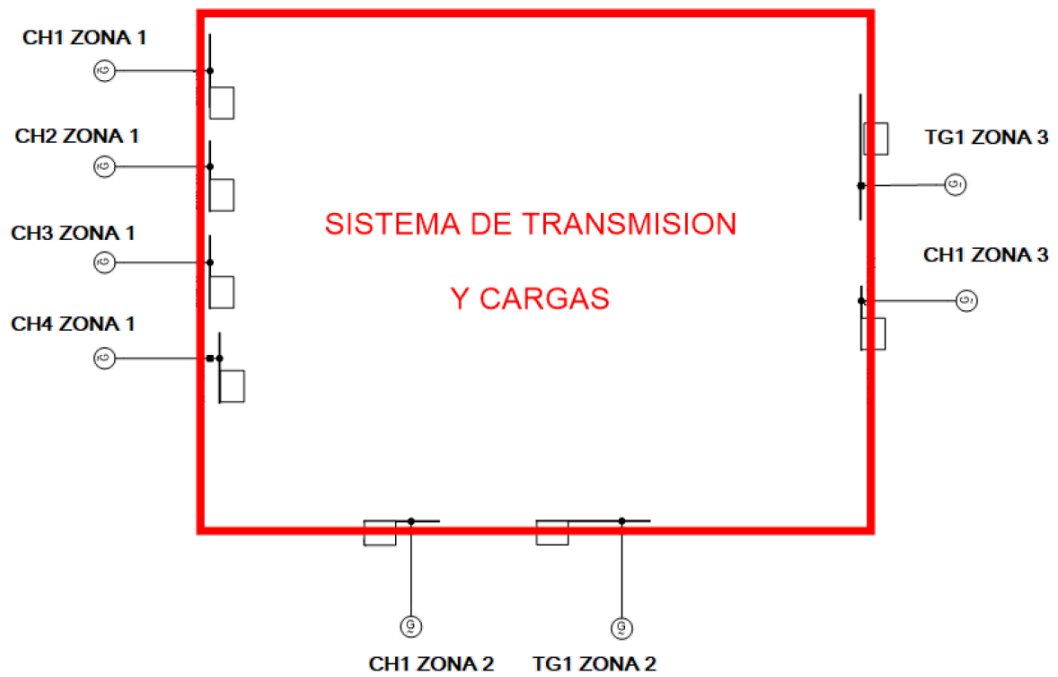
Para ilustrar el efecto de la integración de generación RER no-convencional sobre la frecuencia de un sistema multi máquina se ha considerado utilizar el modelo realizado para un Sistema de Prueba con una variación del NINE BUS SYSTEM [33].

El Nine Bus System se utiliza frecuentemente en la literatura para el análisis de sistemas eléctricos de potencia.



Gráfica 31: Modelamiento de la variación del sistema IEEE Nine Bus System

Para lo cual se considerará la siguiente distribución del Sistema de Transmisión y Cargas.



Gráfica 32: Modelo simplificado del sistema de transmisión y sus cargas.

Se tomarán como regencia los siguientes datos en el modelamiento:

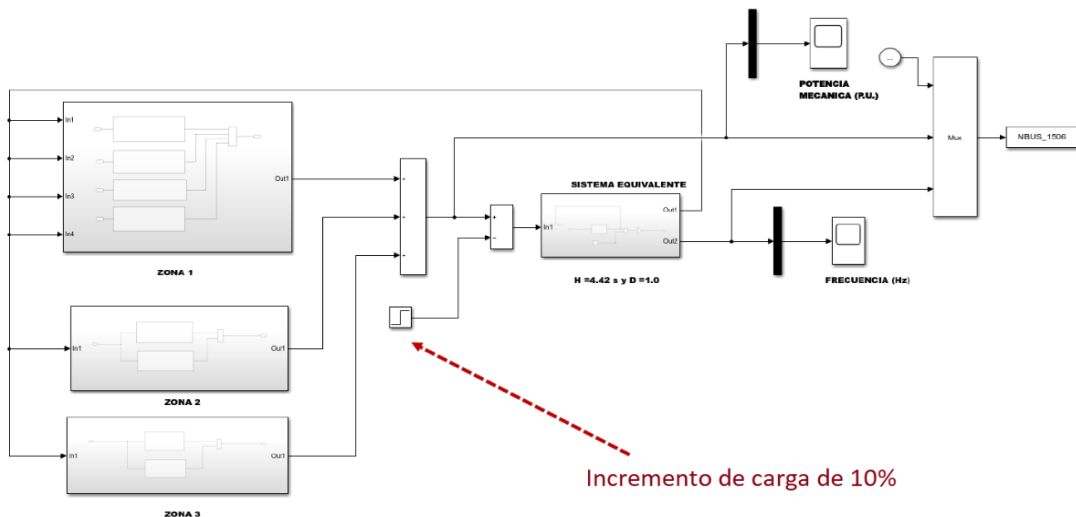
CENTRAL	MVA	FDP	Pmax (MW)	H (s)
CH 1 ZONA 1	126	0.9	113.4	3.25
CH 2 ZONA 1	126	0.9	113.4	3.25
CH 3 ZONA 1	126	0.9	113.4	3.25
CH 4 ZONA 1	126	0.9	113.4	3.25
CH 1 ZONA 2	240	0.95	228.0	4.19
TG1 ZONA 2	202	0.85	171.7	6.30
CH 1 ZONA 3	240	0.95	228.0	4.19
TG 1 ZONA 3	216	0.85	183.6	5.91

Cuadro 3: Modelo simplificado del sistema de transmisión y sus cargas.

El sistema se representó mediante un Modelo Uni-nodal [37] que solo considera las ecuaciones diferenciales del sistema mecánico de las centrales (se desprecia el efecto del sistema de transmisión).

El modelo Uni-nodal realizado y representado en el módulo SIMULINK de MATLAB y se ha simulado la conexión de un incremento de carga de 10% de la carga del sistema, en dos escenarios:

- Sistema de Prueba, con solo generación convencional.
- Sistema de Prueba, reemplazando la TG1 Zona 3 por una central solar fotovoltaica de la misma potencia.



Gráfica 33: Modelamiento simplificado de Incremento de Carga del 10%

3.4.2 Modelo Power Factory del SEIN 2021-2030 (junio 2020)

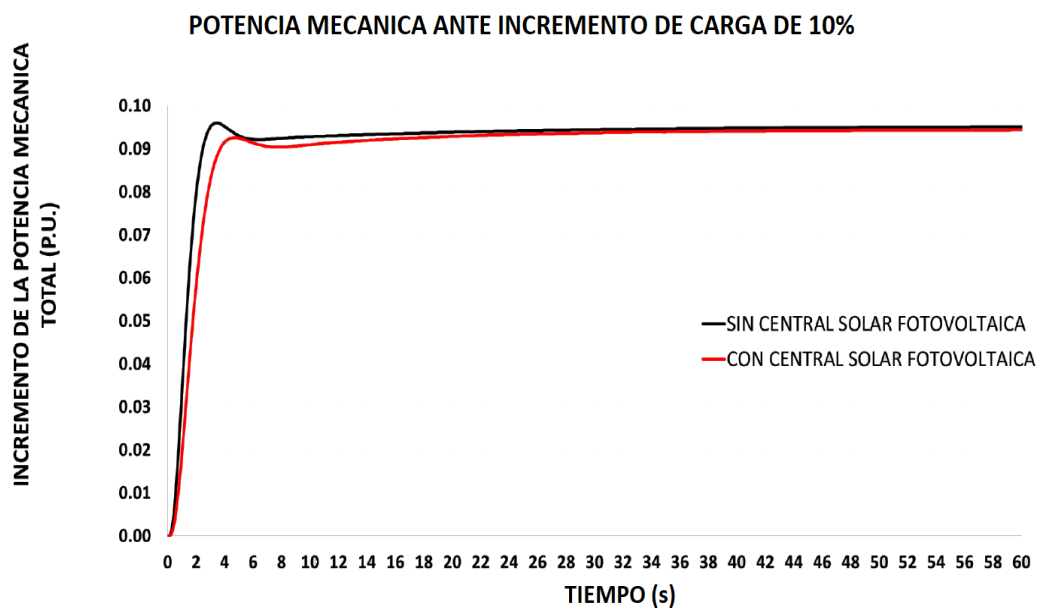
Consideraciones:

- El modelo Power Factory del SEIN (MODELO) publicado en el portal del COES es de carácter referencia.
- Se ha considerado y añadido al MODELO los proyectos que cuentan con EPO vigente o estén en proceso de revisión.

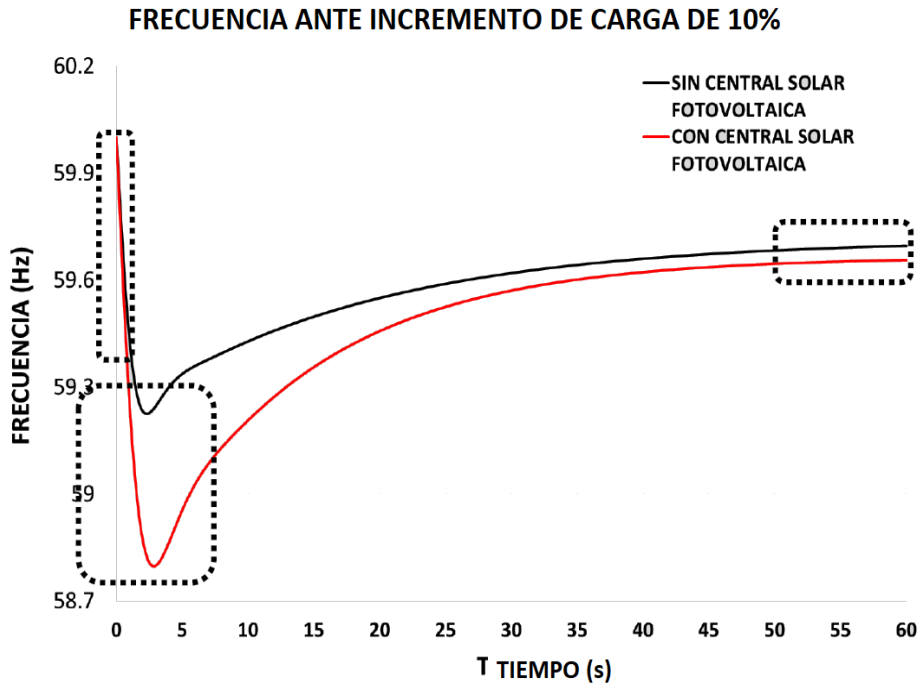
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1. IEEE 9 nodos / Variación del Modelo Uni-Nodal Simulink de Matlab

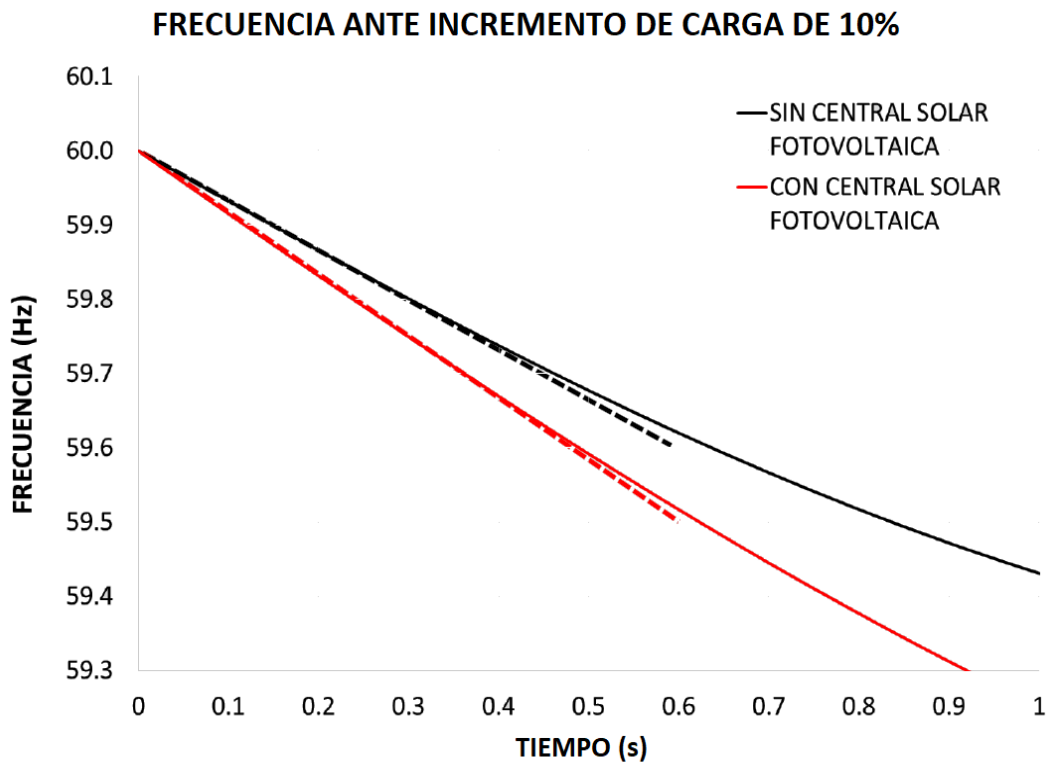
Considerando la conexión de un incremento de 10% de la carga del sistema:



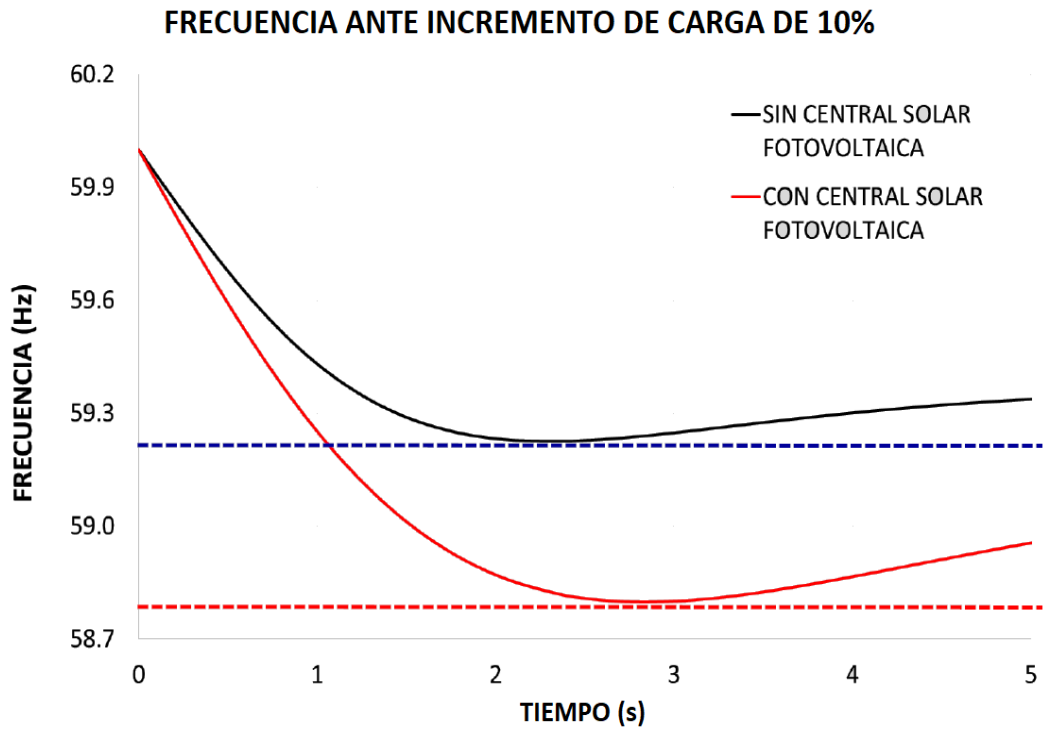
Gráfica 34: Potencia mecánica ante incremento de carga de 10%.



Gráfica 35: Frecuencia ante incremento del 10% de la Carga



Gráfica 36: Frecuencia ante incremento del 10% de la Carga



Gráfica 37: Frecuencia ante incremento del 10% de la Carga

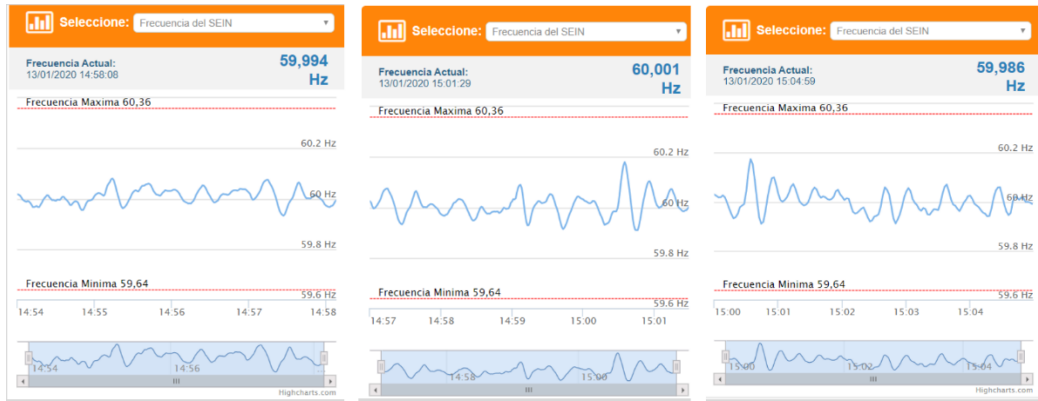
H (s)	FRECUENCIA MÍNIMA (Hz)	PENDIENTE (Hz/s)	ERROR FINAL (mHz)
4.42	59.23	-0.64	304
3.51	58.80	-0.82	344

Cuadro 4: Análisis del comportamiento de la Frecuencia.

El ERACMF del SEIN se activa por umbral de frecuencia en 59.2 Hz y los relés de derivada se activan si la pendiente es mayor a -1.0 Hz/s en el Centro-Norte y -1.1 Hz/s en el Sur [38].

4.2. Oscilaciones de la Frecuencia en un Sistema de baja Inercia

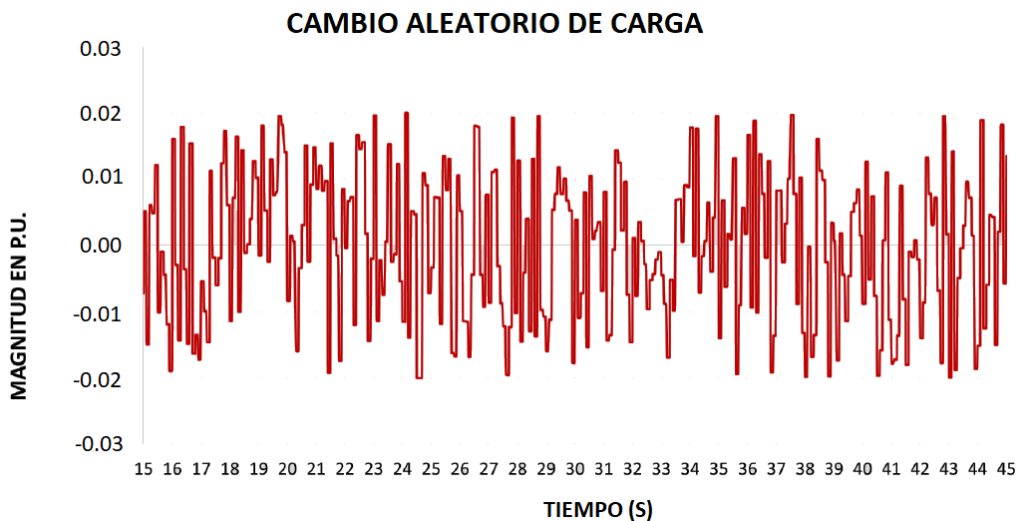
Referencias página web COES:



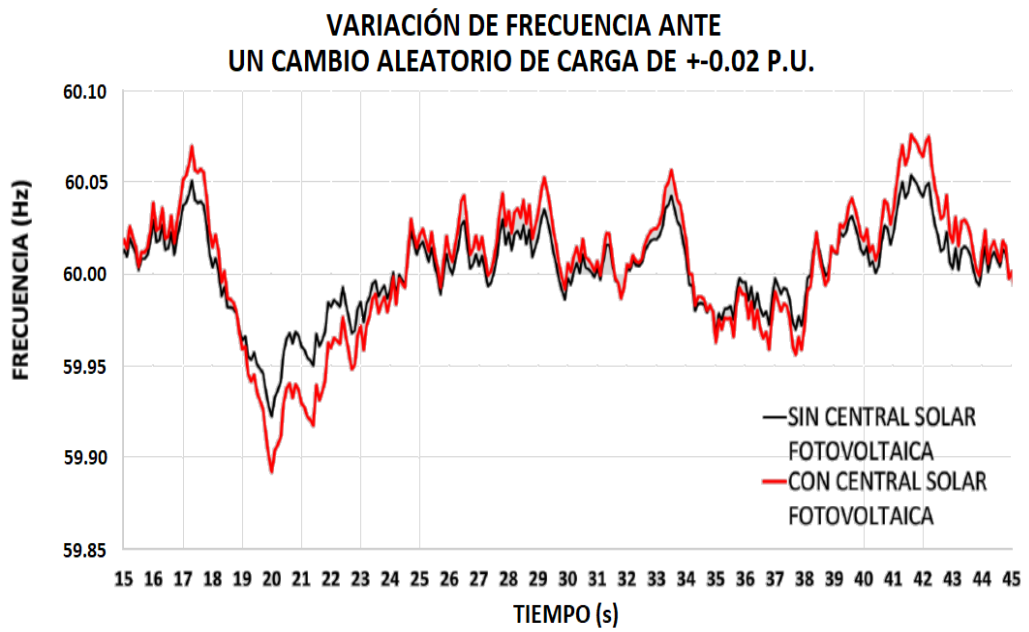
Cuadro 5: Registros de Frecuencia, portal web COES.

La frecuencia del sistema de prueba en estado estacionario con solo generación convencional (en color negro), presenta un comportamiento típico con oscilaciones que presentan amplitudes que se pueden considerar como normales.

Al reemplazar la central TG1 Zona 3 por una central de generación RER No-Síncrona de la misma potencia, la frecuencia del sistema (en color rojo) presenta oscilaciones con amplitudes mayores, deteriorándose la calidad de la frecuencia.

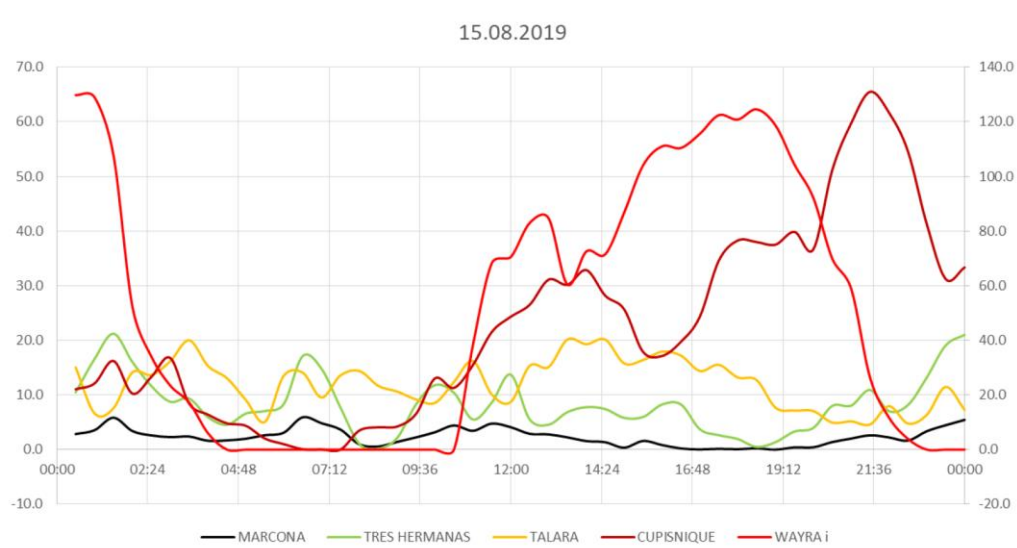


Gráfica 38: Frecuencia ante incremento del 10% de la Carga



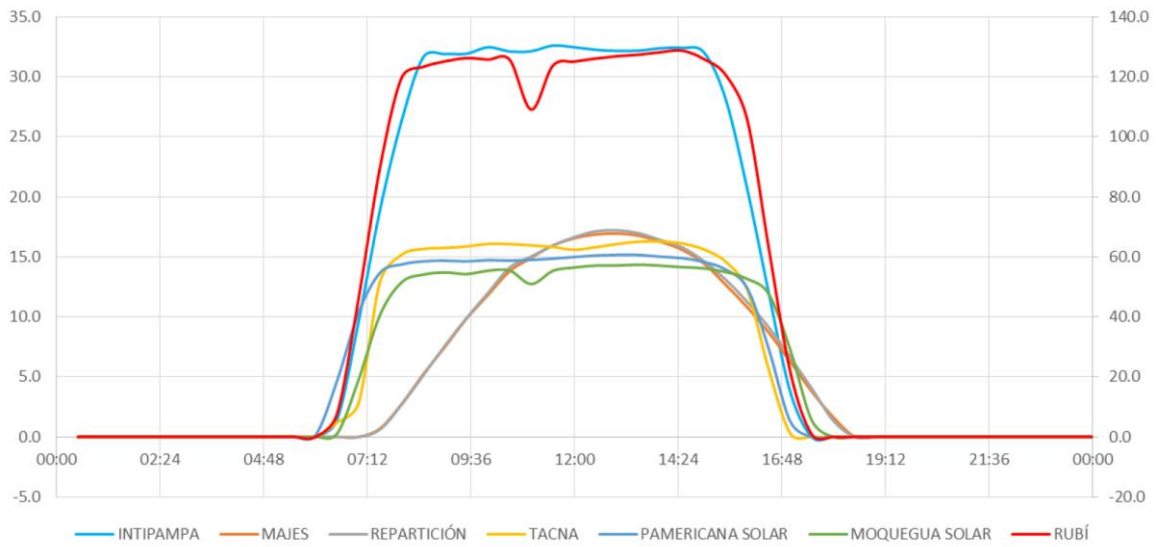
Gráfica 39: Variación de la frecuencia ante cambio aleatorio de la carga

4.3. Oscilaciones SEIN 15 de agosto del 2020.



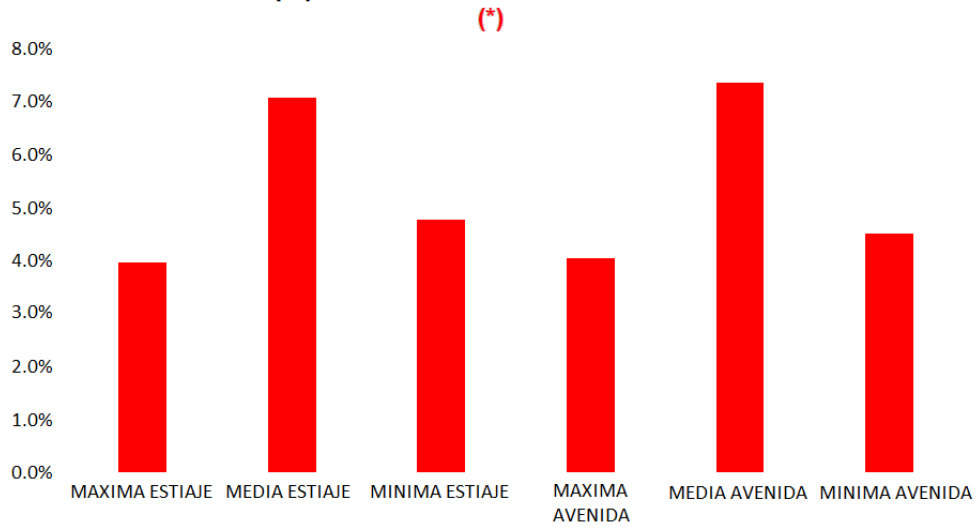
Gráfica 40: Variación de Potencia activa

15.08.2019



Gráfica 41: Variación de Potencia reactiva

REDUCCIÓN (%) DE LA INERCIA EN EL SEIN EN EL AÑO 2020



Gráfica 42: Reducción de la Inercia en el SEIN año 2020

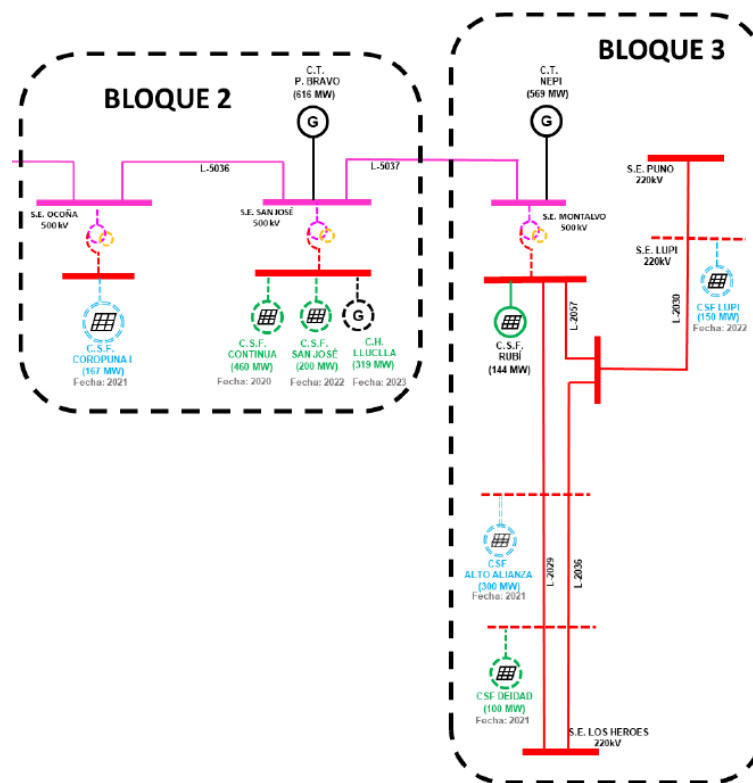
Calculado en base a la información del Estudio de rechazo de carga / Generación del SEIN año 2020

4.4. Modelamiento Digsilent – Sistema Troncal de Transmisión 2026 SEIN

4.4.1 Congestión en líneas de 500kV por inclusión de centrales RER y convencionales en la Zona Surde S.E. San José.



Gráfica 43: Reducción de la Inercia en el SEIN año 2020



Gráfica 44: Generación renovable no convencional: zona de San José 660MW con EO's y proyectos RER aprobados.

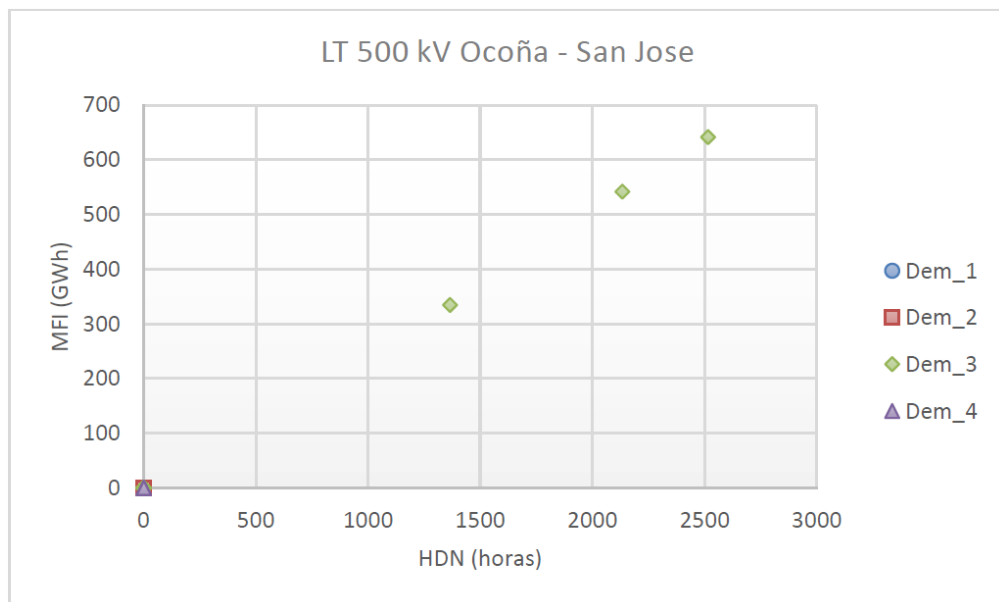
Área sur oeste, niveles de carga para el año 2026.

NOMBRE	COD_CR	MVA	Desarrollo según lista priorizada							Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
			Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C-Pes			Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C		Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C	
			.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
LT 500 kV Ocoña - San Jose	LNx-43C	841	65%	73%	85%	66%	97%	71%	66%	94%	94%	85%	87%	89%	88%	82%	79%	78%	65%	126%	53%
LT 500 kV San Jose - Montalvo	LNx-43B	841	104%	38%	52%	32%	56%	35%	31%	60%	58%	52%	52%	56%	53%	75%	47%	84%	32%	87%	26%

Cuadro 6: Cargabilidad de LT al 2026

LT 500kV Ocoña – San José

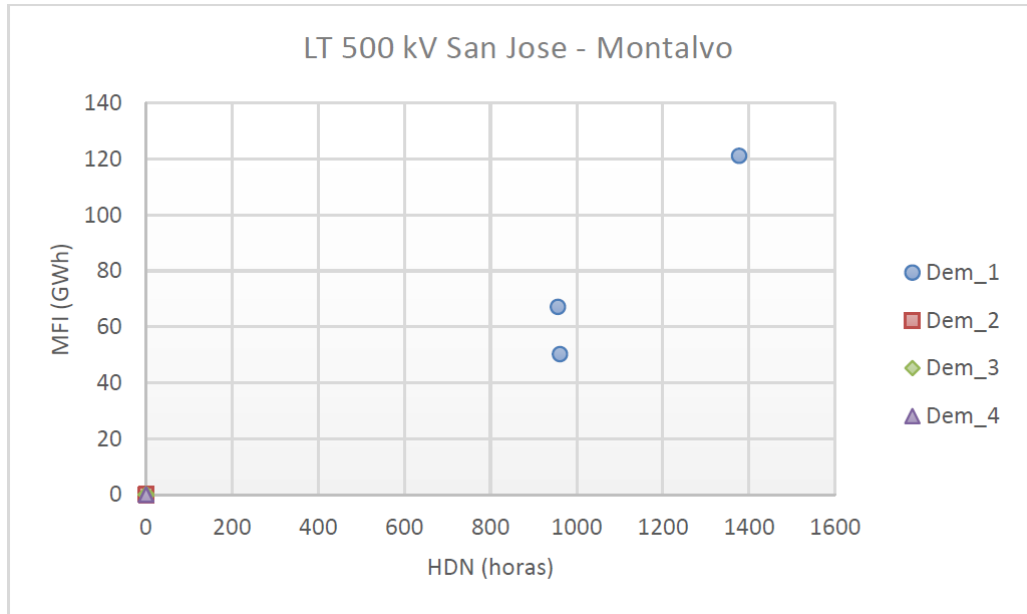
Se observan sobre cargas máximas del orden de 26% en casos puntuales con futuro de demanda 3 y con mayor generación térmica, en la figura se observa que la línea tiene 2515 horas de congestión y 641 GWh de MFI como máximo.



Gráfica 45: HDN y MFI LT 500 kV Ocoña – San José

LT 500kV San José- Montalvo

Se observan sobrecargas máximas del orden de 4% en casos puntuales con futuro de demanda 1 y con mayor generación térmica, en la figura se observa que la línea tiene 1377 horas de congestión y 121GWh de MFI como máximo.



Gráfica 46: HDN y MFI LT 500 kV San José – Montalvo

4.4.2 Deficiencia de capacidad y confiabilidad en la zona de la S.E.

Montalvo 500kV



Gráfica 47: HDN y MFI LT 500 kV San José – Montalvo

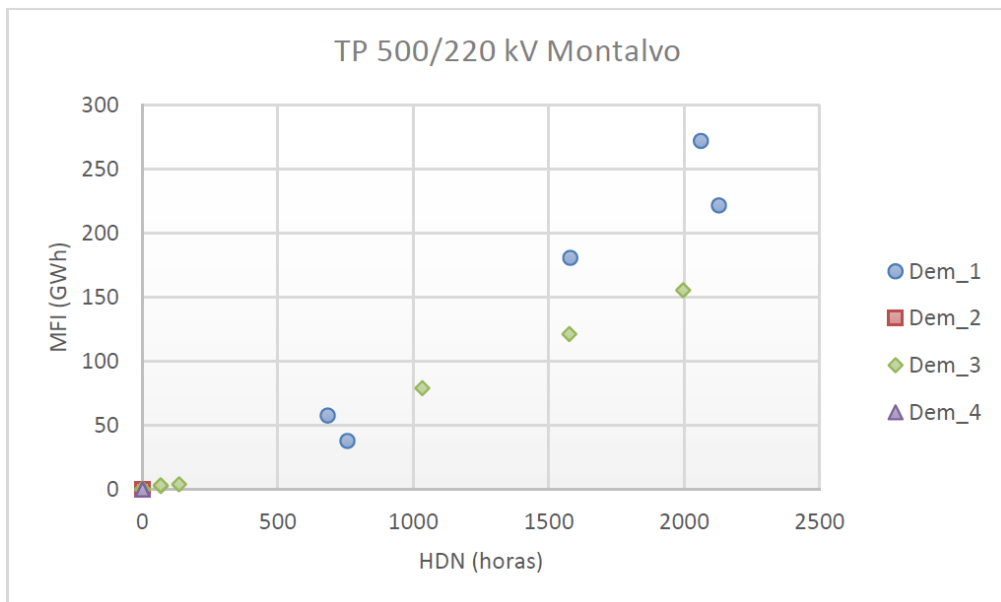
En este caso con la mayor variabilidad de la ERNC, se presentan mayores congestiones en las LT de 500kV en los casos de generación ERNC.

NOMBRE	COD_CR	MVA	Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur						
			Dem Opt N-		Dem Base		Dem Opt C- Pes		Dem Opt N-		Dem Base		Dem Opt C-		Dem Opt N-		Dem Base		Dem Opt C-		
			.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H (*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
TP 500/220 kV San Jose	TNE-036	600	30%	30%	29%	29%	29%	29%	27%	30%	30%	29%	29%	29%	29%	30%	30%	29%	29%	29%	29%
TP 500/220 kV San Jose	TNE-B36	600	30%	30%	29%	29%	29%	29%	27%	30%	30%	29%	29%	29%	29%	30%	30%	29%	29%	29%	29%
TP 500/220 kV Montalvo	TNE-032	750	105%	86%	79%	78%	101%	79%	55%	87%	86%	79%	79%	81%	79%	109%	87%	93%	79%	106%	66%

Cuadro 7: Cargabilidad de la zona de Montalvo

LT 500/220kV Montalvo

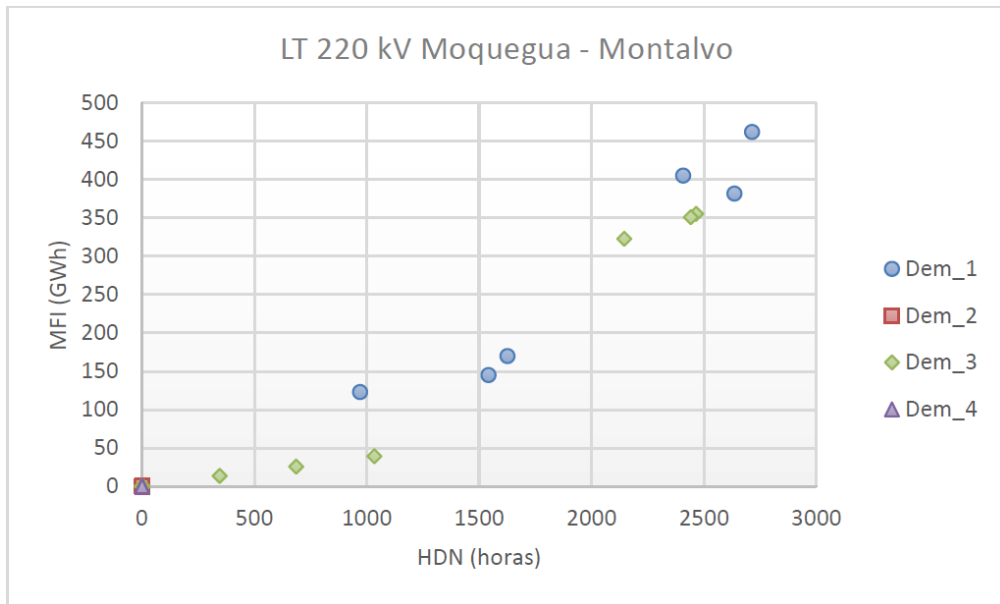
Se observan sobrecargas máximas del orden de 9% en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, y con mayor generación térmica, en la figura se observa que la línea tiene 2129 horas de congestión y 272GWh de MFI como máximo.



Gráfica 48: HDN y MFI del TP 500/220 kV Montalvo

LT 220kV Moquegua – Montalvo

Se observan sobrecargas máximas del orden de 11% en casos puntuales con futuro de demanda 1 y 3, y con mayor generación térmica, en la figura se observa que la línea tiene 2713 horas de congestión y 462GWh de MFI como máximo.



Gráfica 49: HDN y MFI LT 220 kV Moquegua – Montalvo

Confiabilidad por salida de transformador Montalvo 500/220kV o LT 220kV Montalvo -Moquegua



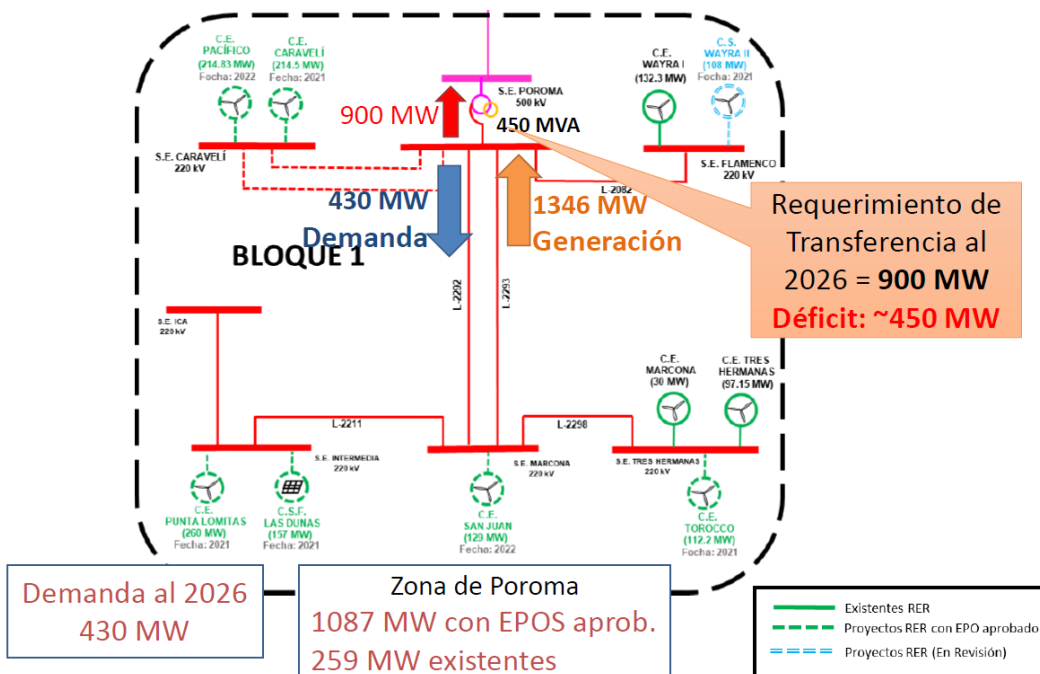
Gráfica 50: Contingencia operacional Sur ante colapso de la SE Montalvo

4.4.3 Congestión de la transformación en SE Poroma por inclusión de centrales renovables no convencionales RER.



Gráfica 51: SE Poroma 500 kV

El requerimiento de transferencia al 2026 es de 900MW generando un déficit de 450MW, considerando una demanda al 2026 de 430MW y considerando una demanda de 1087MW con EPO aprobados y 259MW existentes.



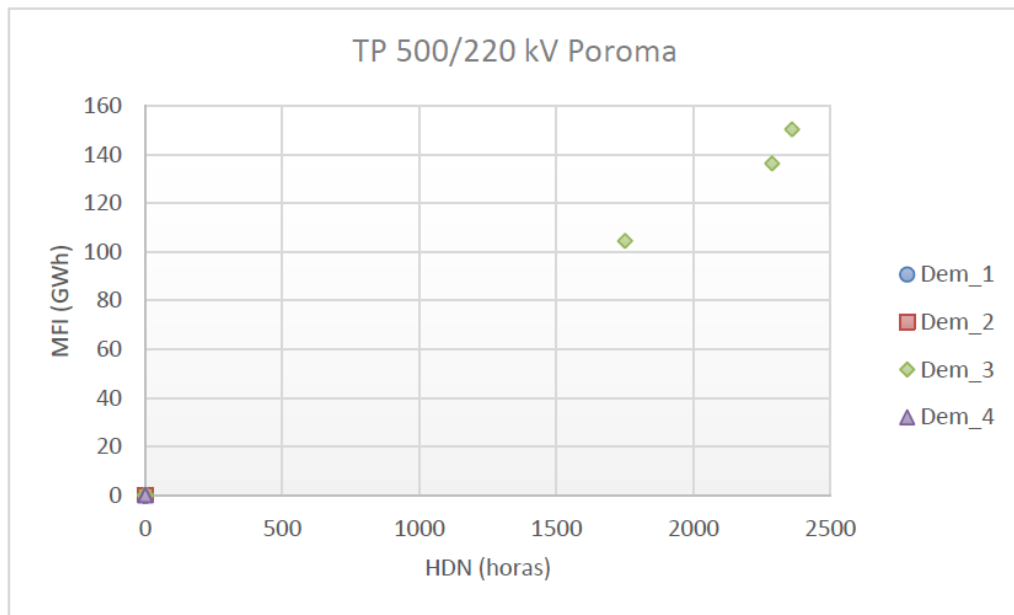
Gráfica 52: Déficit operacional de la SE Poroma

			Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur						
			Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C-Pes		Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C		Dem Opt N		Dem Base		Dem Opt C		
			.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H (*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
NOMBRE	COD_CR	MVA	1AS06	1BS06	2AS06	2BS06	3AS06	3BS06	4AS06	1AS16	1BS16	2AS16	2BS16	3AS16	3BS16	1AS26	1BS26	2AS26	2BS26	3AS26	3BS26
LT 500 KV Chilca - Carapongo	LNX-077	1400	57%	49%	48%	48%	58%	48%	44%	57%	45%	48%	46%	62%	54%	56%	50%	53%	48%	59%	50%
LT 500 KV Chilca - Planicie	LNX-106	1400	73%	56%	58%	55%	79%	61%	49%	67%	49%	59%	53%	72%	59%	74%	60%	69%	56%	79%	63%
LT 500 KV Chilca - Poroma	LNX-42B	841	50%	58%	70%	53%	60%	49%	61%	100%	77%	70%	70%	87%	96%	50%	54%	66%	53%	73%	36%
LT 500 KV Poroma - Ocoña	LNX-43A	841	65%	73%	85%	66%	97%	57%	66%	94%	94%	85%	87%	89%	88%	82%	65%	78%	65%	126%	42%
LT 500 KV Poroma - Yarabamba	LNX-069	1400	37%	35%	49%	30%	30%	28%	36%	55%	54%	49%	50%	52%	51%	37%	34%	46%	30%	36%	21%
TP 500/220 KV Chilca	TNE-022	600	69%	66%	75%	65%	63%	62%	63%	73%	72%	75%	70%	76%	64%	66%	66%	67%	65%	63%	60%
TP 500/220 KV Chilca	TNE-025	600	69%	66%	75%	65%	63%	62%	63%	73%	72%	75%	70%	76%	64%	66%	66%	67%	65%	63%	60%
TP 500/220 KV Poroma	TNE-031	450	59%	53%	89%	52%	93%	85%	46%	40%	32%	41%	32%	72%	58%	75%	57%	71%	54%	108%	87%

Cuadro 8: Cargabilidad de la zona de Poroma

TP 500/220kV Poroma

Se observan sobrecargas máximas del orden de 8% en casos puntuales con futuro de demanda 3, y con mayor generación térmica, en la figura se observa que la línea tiene 2360 horas de congestión y 150 GWh de MFI como máximo.



Gráfica 53: HDN y MFI LT TP 500/220 kV Poroma

CONCLUSIONES

- PRIMERO.** La integración de generación RER No Síncrona a la matriz energética de nuestro país es necesaria y será una realidad en el futuro próximo. Por lo tanto, debemos estar preparados para enfrentar los retos que representa establecer los límites que admite nuestro sistema, implementando todas las medidas de mitigación conocidas en países de mayor desarrollo tecnológico.
- SEGUNDO.** Asimismo, se debe desarrollar la normativa para reconocer las inversiones en todas las medidas de mitigación para que estas centrales No Síncronas sean técnicamente competitivas, al igual que las convencionales.
- TERCERO.** En la situación actual sin una normativa precisa, un criterio a considerar para el máximo de generación RER No-síncrona podría ser: no activar el ERACMF del sistema.
- CUARTO.** En la situación actual sin una normativa precisa, un criterio a considerar para el máximo de generación RER No-síncrona podría ser: no activar el ERACMF del sistema.
- QUINTO.** No existe una sola respuesta sobre como promover las energías renovables, y que volumen de cada una es conveniente a lo largo del tiempo. En términos generales el uso de energías renovables ofrece una serie de beneficios ambientales, así como del uso eficiente de los recursos energéticos.

RECOMENDACIONES

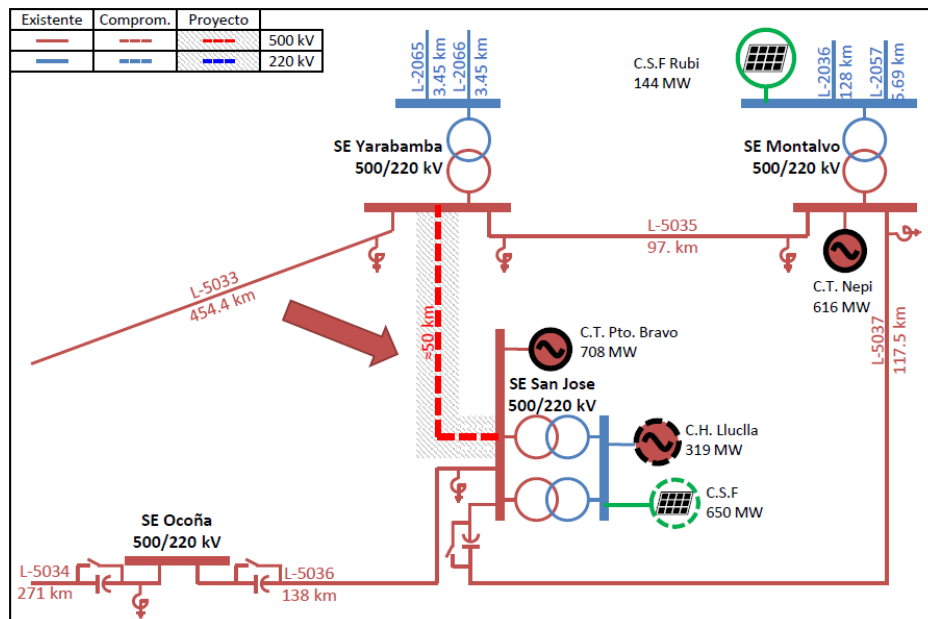
PRIMERO. Los valores máximos de penetración RER en el SEIN deben estimarse en base a estudios de estabilidad de la frecuencia.

SEGUNDO. Será necesario estudiar soluciones para el soporte de la frecuencia en sistemas de baja inercia [13].

- Uso de compensadores síncronos (inercia del rotor)
- Utilizar sistemas de control que regulan la potencia de salida del generador RER cuando se produzca cambios en la frecuencia (Inercia Sintética)
- Almacenadores de energía (ruedas rotantes, banco de baterías, inversor, etc.).

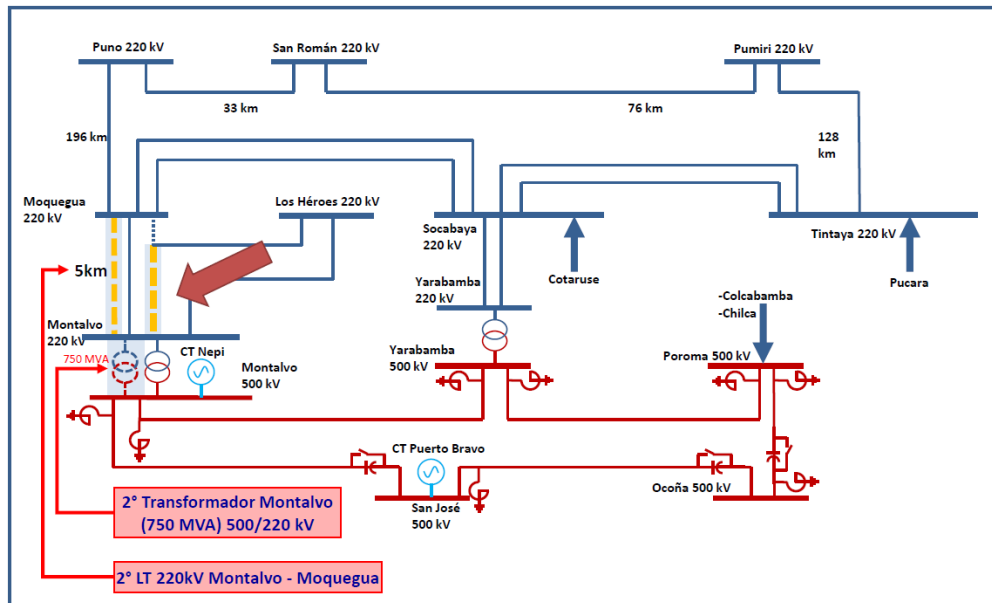
TERCERO. Será requiere la implementación de nuevos proyectos que garanticen la confiabilidad y robustez del sistema eléctrico, tales como:

- LT San José – Yarabamba 500kV [13].



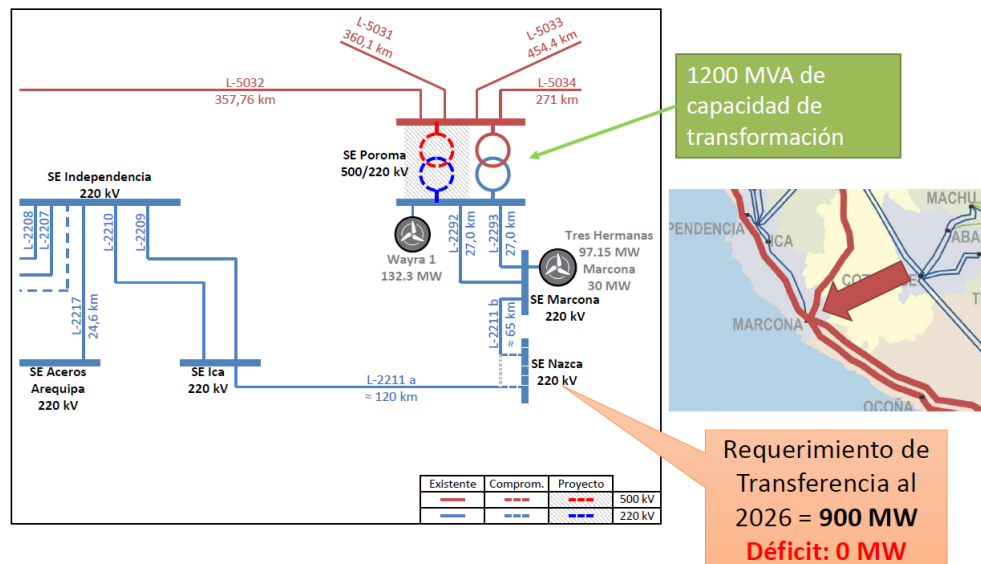
Gráfica 54: Nueva LT entre la SE San José y la S.E. Yarabamba de 500 kV

- LT 220 kV Moquegua – Montalvo (2da terna) y Ampliación de SE Montalvo 500/220 kV 750 MVA (2do Trafo).



Gráfica 55: Segundo transformador en S.E. Montalvo y LT 220 kV entre la S.E. Montalvo y S.E. Moquegua 220 kV.

- Ampliación de la SE Poroma 500/220 kV 750 MVA (2do Trafo)



Gráfica 56: Ampliación S.E. Poroma

CUARTO. Los problemas particulares de inestabilidad angular y fuertes caídas de tensión, debido a eventos contemplados o no en las hipótesis de diseño del sistema, podrá resolverse mediante esquemas de control de emergencia diseñados específicamente con ampliaciones de transporte u otras consideraciones que resultarían de estudios especializados.

QUINTO. Como se ha indicado, las fuentes actuales para la producción de electricidad permitirían abastecer el consumo de electricidad por un estimado de 60 años. Para más adelante el estado debe contemplar opciones adicionales como son la energía geotérmica y la fusión nuclear, esta última aun en estado de desarrollo.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

GEI	OSINERGMIN
CO2	LCE
RER	CTE
SEIN	GART
CMg	DL
COES	CRSE
EPO	RRA
IEEE	MW
CIGRE	JICA
AIE	FISE
MINEM	FOSE
CH4	HVDC
N2O	
CDM	Gases de efecto invernadero
JI	Dióxido de carbono
EUETS	Recursos energéticos renovables
CER	Sistema eléctrico interconectado nacional
ERU	Costos marginales
COP15	Comité de Operación Económica del Sistema
INDC	Estudio de Pre Operatividad
NDC	Institute of Electrical and Electronics Engineers
DGE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
MEM	Agencia Internacional de Energía

Ministerio de	Unidades de reducciones de emisiones
Energía y Minas	Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático
Metano	Contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional
Óxido Nitroso	Partnership
Clean	Dirección General de Electricidad
Development	Ministerio de Energía y Minas
Mechanism	Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería
Join	Ley de Concesiones Eléctricas
Implementation	Comisión de Tarifas Eléctricas
European Union	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Emission	Decreto Legislativo
Trading	Reforma del Subsector Eléctrico
Scheme	Evaluación del Estado Preparación Energías Renovables
Certificados de	mega watts
Emisiones	Organismo Japonés de Cooperación Internacional
Reducidas	Fondo de Inclusión Social Energético
	Fondo de Compensación Social Eléctrica RER
	High Voltaje Direct Current

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Introducción a las energías renovables. Osinergmin.
<https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/energias-renovables/introduccion-energias-renovables/que-son-las-energias-renovables>
- [2] Vásquez, Arturo; Tamayo, Jesús y Julio Salvador (Editores) (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático. Osinergmin. Lima-Perú. Recuperado de:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf
- [3] SPR. Sociedad Peruana de Energías Renovables. <https://www.spr.org.pe/>
- [4] Informe COES-DP 01-2021_completo
- [5] Congreso de la República (2010). Decreto Legislativo 1002. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf
- [6] Acciona. (2018, 15 febrero). La importancia de las energías renovables. Recuperado 7 marzo, 2020, de <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>
- [7] Más información en: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>
- [8] Ministerio de Energía y Minas. (2020). *Balance Nacional de Energía 2018*. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_publicaSector.php?idSector=12
- [9] Energías Renovables Experiencia Perspectivas. Osinergmin. Op, cit.
- [10] Decreto Supremo N° 012-2011-EM
- [11] Rudnick, H. (2010). Energía eólica. La generación eólica. En H. Rudnick, *Energías no convencionales: energía sustentable para Chile*. Santiago:

Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/CapituloEolico.pdf>

[12] *Carbon Trust* (2017). Desarrollando soluciones de energías limpias en las principales ciudades de América Latina. Introducción para los tomadores de decisión de política energética a nivel subnacional. Recuperado de <https://prod-drupal-files.storage.googleapis.com/documents/resource/public/desarrollo-soluciones-de-energias-limpias-en-las-principales-ciudades-de-america-latina-pdf-v1.pdf>

[13] Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Atlas eólico del Perú*. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/publicaciones/Atlas_Eolico_Final.pdf

[14] Libro: La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.

[15] Impacto de las energías renovables en los Sistemas de Generación Distribuida.

[16] Ministerio de Energía y Minas. Anuario estadístico de electricidad. (2018).

[17] Alfredo Dammert, Juan Jara, Liz Bautista. El potencial de las energías renovables en el Perú

[18] Nelson Gómez, Regulación de frecuencia en sistemas de potencia

[19] Yves Reckinger. Control and Frequency Regulation for Distributed Renewable Energy Sources using the Aggregated Storage of large Fleets of Distributed, Mobile PHEVs. Semester Thesis, ETH Zurich, 2010.

[20] Trabert, Christoph; Ulbig, Andreas; Andersson, Göran. Model predictive frequency control employing stability constraints. En American Control Conference (ACC), 2015. IEEE, 2015. p. 5678-5685.

- [21] Kundur, Prabha. Power system stability and control. New York: McGraw-hill, 1994.
- [22] Gomez-Expósito, Antonio & Conejo, Antonio & Cañizares, Claudio. (2008). Electric Energy Systems: Analysis and Operation. 10.1201/9781420007275.
- [23] Grigsby, Leonard L., ed. The electric power engineering handbook. CRC, 2012.
- [24] Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable.
- [25] García Correa, Luis Eduardo; Rezkalah Accinelli, E. J. (2017). Hacia un mercado energético competitivo: propuesta de modificatoria de procedimiento técnico de Coes-Sinac para reconocer el cargo por potencia firme de generadores eólicos. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC). Retrieved From <http://hdl.handle.net/10757/622709>
- [26] Pablo Ledesma, (2008). Regulación de frecuencia y potencia. Universidad Carlos III de Madrid.
- [27] Dixon, A. (2019). The need for frequency control. Modern Aspects of Power System Frequency Stability and Control, 1–22. doi:10.1016/b978-0-12-816139-5.00001-1
- [28] Francis M. (1995). Análisis y control de la frecuencia en sistemas eléctricos de potencia en estado de emergencia. UANL.
- [29] Osinergmin. (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribución a la mitigación de cambio climático.
- [30] Noonan, M., T. Stehly, D. Mora, L. Kitzing, G. Smart, V. Berkhout, Y. Kikuchi. 2018. *IEA Wind Task 26 – Offshore Wind International Comparative Analysis*, International Energy Agency.

- [31] IEA (2020). Renewables 2020. Analysis and forecast to 2025. International Energy Agency (IEA). <https://www.iea.org>
- [32] Osinergmin. RAES-Electricidad-Año 7-N° 12
- [33] P.M. Anderson and A.A. Fouad, Power system control and stability, 2nded. Piscataway, N.J: IEEE Press; Wiley-Interscience, 2003].
- [34] J. Riesz, "The future power system security program" AEMO, Tech. Rep., 2016.
- [35] Short-term frequency response of power systems with high non-synchronous penetration levels.
- [36] J. Van de Vyver, J. D. M. De Kooning, B. Meersman, L. Vandeveldel and T. L. Vandoorn, "Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 2, pp. 1129-1138, March 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2417758.
- [37] W. Almeida y R. Ramírez, "Impacto de los ajustes en los reguladores de velocidad de centrales hidráulicas sobre la estabilidad de la frecuencia en sistemas eléctricos con predominancia hidráulica", XXIII Conimera, Lima Perú, 2019.
- [38] Estudio de rechazo automático de carga/generación del SEIN – año 2021.