

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**RESTAURACION DEL AREA OPERATIVA NORTE DEL
SEIN ANTE CONTINGENCIAS**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

SANDRA ELIZABETH CHUNGA PERALTA

**PROMOCIÓN
2005 – II**

**LIMA – PERÚ
2010**

**RESTAURACION DEL AREA OPERATIVA NORTE DEL
SEIN ANTE CONTIGENCIAS**

Agradezco a mis padres Diony y Felix por todo su amor, esfuerzo, dedicación y enseñanzas para ser mejor persona e hija y a mis hermanas Cintia y Leslie por acompañarme, crecer, aprender y estar a mi lado siempre.

SUMARIO

El presente informe de suficiencia trata de la Restauración del servicio eléctrico del Área Operativa Norte del SEIN ante una contingencia.

Los planes de restablecimiento del servicio eléctrico predefinidos, solo dan al personal de operadores del sistema una guía básica de cómo visualizar, accionar y conducirse durante un proceso de restablecimiento. Es por ello, se requiere establecer criterios, para que el operador tome decisiones en base a una previa evaluación de alternativas, en función de los parámetros involucrados de tal manera de asegurar de antemano su viabilidad.

De este modo y en base a las diversas condiciones propias del sistema tales como, generación disponible, diagramas de carga, topologías, restricciones operativas y disponibilidad de equipos, se analizan con anticipación y evalúan los esquemas y criterios de restauración del Área Operativa Norte.

La selección de contingencias para el presente trabajo se realizó mediante la recopilación de fallas típicas en los equipos o líneas de transmisión de Red de Energía del Perú en niveles de 220 kV, así como de fallas en los sistemas de generación presentadas en el Área Norte.

En la actualidad, el enfoque de las posibles contingencias y las coordinaciones entre los Centros de Control han concedido una mayor preocupación por la sustentación operativa de los sistemas eléctricos, en base a la adecuación a sus alcances y a la confiabilidad y seguridad del funcionamiento de los mismos, ya que, a medida que la electricidad cubre mayores necesidades su disponibilidad toma cada vez mayor importancia.

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	1
CAPÍTULO I	
ASPECTOS GENERALES	
1.1 Antecedentes Legales.....	2
1.2 Objetivo.....	3
1.3 Justificación.....	3
1.4 Limitaciones y Alcances	3
1.5 Lista de abreviaciones.....	3
1.6 Descripción de las Áreas Operativas del Sistema Norte del SEIN.....	4
1.6.1 Área Operativa 1.....	5
1.6.2 Área Operativa 2.....	6
1.6.3 Área Operativa 3.....	8
1.6.4 Área Operativa 4.....	13
1.6.5 Área Operativa 5.....	17
1.6.6 Área Operativa 6.....	19
1.6.7 Área Operativa 7.....	20
1.7 Equipos de Control y Compensación de Potencia Reactiva	24
1.8 Principales Clientes Libres en el Área Norte.....	25
1.9 Límites y Restricciones Operativas en el Área Norte.....	26
1.9.1 Limitaciones en el Sistema de Generación	26
1.9.2 Limitaciones en el Sistema de Transmisión.....	26
CAPÍTULO II	
MARCO TEORÍCO	
2.1 Sistema Eléctrico de Potencia	27
2.2 Interrupción no programada.....	27
2.2.1 Causas de un apagón.....	28
2.2.2 Consecuencias de un apagón.....	28
2.3 Operación del Sistema Eléctrico de Potencia.....	28

2.4	Estados de Operación en un Sistema Eléctrico de Potencia.....	29
2.4.1	Operación en Estado Normal	29
2.4.2	Operación en Estado de Alerta.....	29
2.4.3	Operación en Estado de Emergencia	30
2.4.4	Operación en Estado de Extrema Emergencia	31
2.4.5	Operación en Estado de Restauración o Reestablecimiento	31
2.5	Factores de cumplimiento para la Restauración.....	32
2.5.1	Seguridad.....	32
2.5.2	Flexibilidad.....	32
2.5.3	Estabilidad.....	32
2.5.4	Impacto.....	32
2.6	Coordinación de la Restauración de acuerdo a la NTOTR.....	33
2.7	Herramientas para la Restauración	34
2.7.1	Centro de Control	34
2.7.2	Plan de Restablecimiento	35
2.8	Problemas de Restauración	38
2.8.1	Control de Frecuencia	38
2.8.2	Control de Voltaje.....	38
2.8.3	Servicio de Black Start.....	38
2.9	Análisis de Contingencias y de Seguridad	39

CAPÍTULO III

EVENTOS HISTORICOS Y ANALISIS DE RESTABLECIMIENTO

3.1	Desconexión de la Línea L-2236 Guadalupe - Chiclayo 220 kV, domingo 18 de julio de 2010 a las 09:39 h.....	41
3.1.1	Descripción del Evento	41
3.1.2	Secuencia de Restauración.....	42
3.2	Desconexión de la Línea L-2238 Chiclayo Oeste - Piura 220 kV, sábado 25 de abril de 2009 a las 04:45 h.....	50
3.2.1	Descripción del Evento	50
3.2.2	Secuencia de Restauración.....	52
3.3	Colapso del Área Aislada Chiclayo Oeste - Zorritos, domingo 18 de enero 2009 a las 14:11 h.....	57
3.3.1	Descripción del evento.....	57

3.3.2 Secuencia de Restauración	58
---------------------------------------	----

CAPÍTULO IV

CRITERIOS DE RESTAURACIÓN

4.1 Criterios de Restauración de acuerdo a las Áreas Operativas del Sistema Norte	63
---	----

4.1.1 Área Operativa 1	63
------------------------------	----

4.1.2 Área Operativa 2	64
------------------------------	----

4.1.3 Área Operativa 3	64
------------------------------	----

4.1.4 Área Operativa 4	65
------------------------------	----

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	67
---	-----------

BIBLIOGRAFIA	69
---------------------------	-----------

PRÓLOGO

El propósito de este informe es definir o apreciar mejor los criterios que se deben tomar en consideración, ante contingencias en los Sistemas de Transmisión e indisponibilidades de las unidades de generación del Área Norte del SEIN, a partir de la evaluación del comportamiento operativo, así como, de sus esquemas o procedimientos de restauración ya establecidos, lo cual, permitirá, minimizar los tiempos de restablecimiento y de interrupción del servicio eléctrico.

El problema de la restauración del Sistema de Potencia luego de un colapso parcial o total, es la más antigua preocupación técnica de todo centro de operaciones. La implementación y continua mejora de los planes de restablecimientos compartidos, facilita la coordinación entre centros de control permitiendo la convergencia en las decisiones en tiempo real para una segura y pronta restauración del sistema eléctrico.

Es imposible predecir todas las posibles combinaciones de problemas que pueden darse antes y después de una contingencia, por cuyo motivo, la responsabilidad del operador del sistema eléctrico, es la restauración rápida y exitosa, en base a: Un plan de restablecimiento claro y definido, a su experiencia operativa y al análisis inmediato de la información recibida de las subestaciones involucradas, de los facilitadores Scada y de la comunicación con el personal disponible de las subestaciones.

Se debe considerar, que en todo Sistema Eléctrico, las subestaciones, líneas, instalaciones de transmisión y unidades de generación se encuentran expuestas a diversas condiciones de operación, las cuales ante una falla de origen tanto externo como interno, pueden ver afectada su disponibilidad frente a los requerimientos del sistema, teniendo como consecuencia posibles restricciones operativas.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1 Antecedentes Legales

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTOTR) de los Sistemas Interconectados establece las obligaciones entre el Coordinador del COES y los Integrantes del Sistema, de este modo, en caso de un estado de emergencia, la norma indica que los Integrantes del Sistema deben informar al Coordinador del COES el estado de sus equipos que se encuentran fuera de servicio e indicar su indisponibilidad o disponibilidad inmediata para que se pueda disponer de su reconexión. Siendo el coordinador del COES en coordinación con los integrantes, quien determine la configuración de reposición y el estado del sistema y disponga las acciones consecutivas necesarias para el restablecimiento normal de las instalaciones.

De ser necesario y de acuerdo a los procedimientos preestablecidos, el Coordinador del COES toma las medidas correctivas que correspondan pudiendo optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de unidades generación u otros equipos para preservar la estabilidad del sistema.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), establece los niveles mínimos de calidad de estos.

El control de la calidad se realiza en los siguientes aspectos:

- Calidad del producto (tensión, frecuencia, flickers y tensiones armónicas)
- Calidad de suministro (interrupciones)
- Calidad de servicio comercial (trato al cliente, precisión de medida)
- Calidad de Alumbrado Público (deficiencias del alumbrado)

Entre estos controles, la afectación de la calidad del suministro a diferencia de los otros tiene como consecuencia un impacto social y económico.

Una interrupción puede ser causada por eventos no forzados los cuales han sido programados oportunamente, así como, por eventos forzados o fallas.

De acuerdo a norma:

- No se considera interrupción de suministro cuya duración sea menor a tres minutos.
- Ni las relacionadas a casos de fuerza mayor.

Los cortes de suministro eléctrico, se miden mediante indicadores que toman como información el número de interrupciones, duración de las mismas y la energía no suministrada por un período de seis meses.

1.2 Objetivo

El objetivo de este Informe de Suficiencia es establecer los criterios y pautas necesarias para el restablecimiento del servicio eléctrico en el Área Operativa Norte, describiendo las secuencias de maniobras y el comportamiento del sistema frente a los eventos que originen sistemas aislados causando interrupción parcial o total de suministro eléctrico (apagones).

1.3 Justificación

Después de una interrupción no programadas del suministro eléctrico (apagón), es muy complejo tomar una decisión inmediata para seleccionar la “mejor” secuencias de maniobras para iniciar el restablecimiento; para tales casos, las empresas han diseñado planes de restablecimiento que apoyan al Operador del Centro de Control en la solución de este problema; no obstante, en la mayoría de las ocasiones los escenarios simulados en dichos planes, no corresponden a los que ocurren en la realidad y su aplicación se ve limitada, de ello resulta, la importancia de establecer criterios para el restablecimiento, los cuales deben ser discutidos y evaluados en función de las características del sistema eléctrico, sus instalaciones, su dotación y sus disponibilidades para la pronta recuperación del suministro eléctrico.

1.4 Limitaciones y Alcances

El presente informe se enfocará en el análisis de las secuencias de maniobras de restablecimiento para revertir las consecuencias que ocasionaron interrupción en el Área Operativa Norte del SEIN, propiamente fallas en líneas de transmisión en 220 kV y desconexión intempestiva de unidades generadoras.

No se analizará oscilaciones de potencia ni la causa origen de la falla, tampoco la recuperación del sistema aislado de Trujillo ya que no cuenta con unidades generadoras con sistemas autónomos de arranque (Black Start) y la restauración de Guadalupe ya que sus unidades de generación requieren bloques de carga mayores a los que cuentan las distribuidoras por lo cual no se cumple el balance generación - carga.

1.5 Lista de abreviaciones

SEIN: Sistema interconectado Nacional

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

DOCOES: Dirección de Operaciones del COES

NTOTR: Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos

REP: Red de Energía del Perú

EGN: Egenor

ENSA: Empresa Eléctrica del Norte S.A.

ELP: Electroperú

SVC: Compensador Estático

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia

C.T.: Central térmica

C.H.: Central Hidráulica

S.E.: Subestación

1.6 Descripción de las Áreas Operativas del Sistema Norte del SEIN

El Área Operativa Norte está comprendida desde la S.E. Chimbote 1 hasta la S.E. Zorritos, debido a que su característica principal radica en su topología radial, es el área operativa más vulnerable del SEIN, el cual la hace muy débil frente a pérdida de alguna de sus líneas de transmisión o de algunas de sus centrales de generación más importantes. Sus instalaciones más representativas son líneas de 220, 138 y 60 kV, los transformadores de potencia, los sistemas de compensación reactiva y las centrales de generación. En la actualidad, la demanda del Área Operativa Norte respecto al SEIN en la hora punta es la siguiente:

TABLA N° 1.1 Demanda del Área Operativa Norte

Fecha	Potencia máxima Anual del SEIN (MW)	Demanda Área Norte	
		%	MW
20-12-2005 19:45	3305.01	13.7	452.78
19-12-2006 19:45	3580.28	14.5	519.14
10-12-2007 19:45	3965.60	15.6	618.63
10-12-2008 19:45	4198.66	15.7	659.18
09-12-2009 19:45	4259.93	15.9	677.32
20-10-2010 19:30	4425.09		

*La máxima demanda diaria del SEIN es de 4.4 GW cubierta por 52.68 % de generación hidráulica y un 47.32% de generación térmica

El Área Operativa Norte del SEIN está conformada por las siguientes sub áreas operativas:

1.6.1 Área Operativa 1

Conformada por la subestación principal Zorritos y las SS.EE. Tumbes, Mancora y Zarumilla y por la C.T. Tumbes. La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 22, 25 y 29 MW respectivamente.

También forma parte de esta área, la línea L-2280 de 220 kV que enlaza la S.E. Zorritos con la S.E. Machala de Ecuador, la cual normalmente se energiza en tramo de 53.5 km desde la S.E. Zorritos por necesidad de regulación de tensión, los planes de contingencia en un sistema aislado en el Área Operativa Norte, no consideran la transmisión de energía hacia Ecuador.

a) C.T. Tumbes

Cuenta con 2 unidades MAK que en conjunto generan 17.3 MW y se conectan a la S.E. Zorritos a través de la línea L-6666 de 60 kV. Estas unidades cuentan con un sistema autónomo de arranque (Black Start).

La flexibilidad en la regulación de frecuencia y tensión le permite operar como sistema aislado.

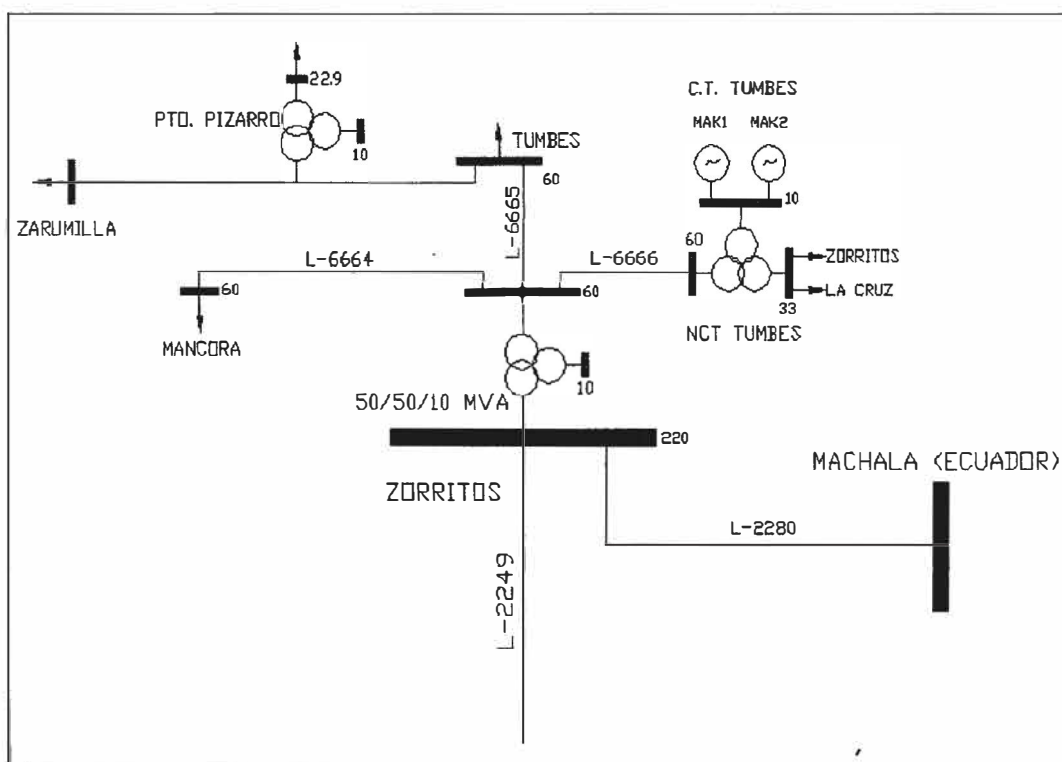


Fig. 1.1 Esquema unifilar del Área Operativa 1

TABLA N° 1.2 Datos Técnicos de la C.T. Tumbes

Propietario		Electroperú		
Grupo		MAK1	MAK2	
1.- Disponibilidad				
Potencia efectiva	MW	9.171	8.098	
Potencia nominal	MW	9.34	9.34	
Potencia nominal	MVA	11.266	11.266	
Potencia máxima	MW	9.17	9.27	
Potencia mínima	MW	5	5	
2.- Tiempos				
Velocidad toma de carga	MW/min.	0.1	0.1	
Velocidad reducción de carga	MW/min.	0.2	0.2	
Tiempo sincronización	min.	15	15	
Tiempo mín. entre arranques sucesivos	min.	10	10	
Tiempo mín. operación	Hrs.	3	3	
3.- Tensión				
Tensión mínima generación	kV	9.2	9.2	
Tensión máxima generación	kV	11	11	
4.- Capacidad generación reactiva				
Capacitiva	En mínimo técnico	MVAR	5.18	5.18
	Al 50 %	MVAR	3.2	3.2
	Al 100 %	MVAR	2	2
Inductiva	En mínimo técnico	MVAR	9.12	9.12
	Al 50 %	MVAR	5.5	5.5
	Al 100 %	MVAR	6.75	6.75
5.- Restricciones				
Carga mínima continua (Hrs)	MW	5	5	
6.- Estatismo				
Valor actual, rango de variación (0-6)	%	4	4	
7.- Arranque en Black Start (Sí / No)		Sí	Sí	

1.6.2 Área Operativa 2

Conformada por la subestación principal Talara y las unidades térmicas TG1, TG2 y TGN4 de Malacas. La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima

demanda es de 14, 18 y 20 MW. El área 2 del subsistema se forma con las turbogases TG-1, TG-2 las cuales cubren la demanda de Talara y permiten la regulación de frecuencia.

a) Unidad TGN-4 de la C.T. Malacas

Genera 100.6 MW cuando opera con inyección de agua y 88.72 MW si opera sin inyección de agua, se conecta a la barra 220 kV de la SE Talara a través del transformador de potencia TF-BAT-10 de 220/13,8 kV y 125 MVA de capacidad.

Esta unidad no está adaptada para la regulación de la frecuencia, ya que su regulador de frecuencia tiene una banda muerta de +/- 1 Hz (muy alto) que lo hace insensible a las pequeñas variaciones de carga. Esta unidad no cuenta con arranque autónomo o en Black Start, lo cual no le permite arrancar de manera aislada y formar un subsistema.

b) Unidades TG-1 y TG-2 de la C.T. Malacas

Estas unidades en conjunto generan 30,06 MW, se conectan a la barra 220 kV de la S.E. Talara a través del transformador T20-21 de 220/13.2 kV y 75 MVA de capacidad, su flexibilidad en la regulación de frecuencia y tensión de estas unidades les permiten operar en sistema aislado con la carga de Talara de 13.2 kV. Estas unidades cuentan con sistema de arranque autónomo (Black Start).

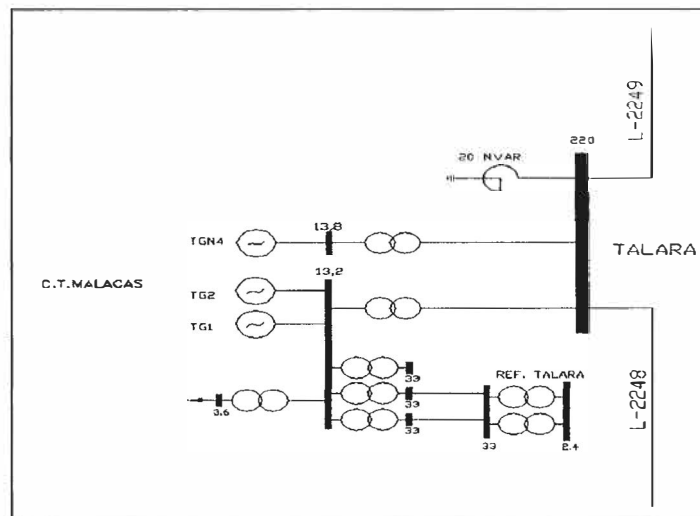


Fig. 1.2 Esquema unifilar del Área Operativo 2

Las unidades de esta área operativa tienen las siguientes características:

TABLA N° 1.3 Datos Técnicos de la C.T. Malacas

Propietario			EEPSA		
Grupo			TG-1	TG-2	TGN-4
1.- Disponibilidad					
Potencia Efectiva	Sin inyección de agua	MW	15.018	15.038	88.72
	Con inyección de agua	MW			100.649

Potencia nominal	MW			97	
Potencia nominal	MVA	24.19	24.19	119.2	
Potencia máxima	MW	16	16	98.066	
Potencia mínima	MW	8	8	15	
2.- Tiempos					
Velocidad toma de carga	MW/min.	1.5	1.5	1	
Velocidad reducción de carga	MW/min.	1.5	1.5	1	
Tiempo sincronización	min.	25	25	20	
Tiempo mín. entre arranques sucesivos	Hrs.	8	8	8	
Tiempo mínimo de operación	Hrs.	5	5	24	
3.- Tensión					
Tensión mínima generación	kV	13	13	13.4	
Tensión máxima generación	kV	13.4	13.4	14	
Tensión nominal de generación	kV	13.2	13.2	13.8	
4.- Capacidad generación reactiva					
Capacitivo	En mínimo técnico	MVAR	-2	-2	-36/-32
	Al 50 %	MVAR	-2.2	-2.2	-28.6
	Al 100 %	MVAR	-4	-4	7
Inductivo	En mínimo técnico	MVAR	3	3	27
	Al 50 %	MVAR	6.5	6.5	33
	Al 100 %	MVAR	5	5	64
5.- Restricciones					
Carga mínima	MW	8	8	15	
6.- Estatismo					
Valor actual	%	6	6	6	
7.- Arranque en Black Start		Sí	Sí	No	

1.6.3 Área Operativa 3

Está conformada por la subestación principal Piura y las C.H. Poechos I y II, Curumuy y la C.T. Piura. La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 77, 105 y 115 MW.

a) C.H. Curumuy

Cuenta con 2 unidades hidráulicas que en conjunto generan 12.6 MW. Esta central utiliza el agua de descarga del embalse “Poechos” hacia el canal de derivación Chira – Piura, que

aguas arriba es utilizado por la CH Poechos II, su oferta de generación es restringida y depende del caudal de riego requerido por el comité de regantes de la zona. Esta central puede hacer regulación secundaria de frecuencia en sistema aislado, la cual la hace en forma manual y cuando tiene disponibilidad hídrica. Las unidades no disponen de un sistema de arranque autónomo (Black Start).

b) C.H. Poechos I

Cuenta con 2 unidades hidráulicas que en conjunto generan 15.6 MW. Su oferta de generación es restringida y depende del caudal requerido por el comité de regantes del río Chira. Las unidades no disponen de un sistema de arranque en Black Start.

c) C.H. Poechos II

Cuenta con 2 unidades hidráulicas que en conjunto generan 10 MW, está conectada a la barra de 10 kV de la CH Poechos I. Su oferta de generación es restringida y depende del caudal de riego requerido por el comité de regantes de la zona. Las unidades no pueden realizar regulación de frecuencia ni disponen de un sistema de arranque autónomo (Black Start).

d) C.T. Piura 1

Cuenta con las unidades GMT1 y GMT2, que en conjunto generan 9.3 MW, pueden operar con combustible diesel o residual y están conectados a la barra de 10 kV. Para que esta central pueda ingresar en sistema aislado es necesario que ingrese previamente la unidad MIR 1 de CT Piura 2 o la TG de Piura. En sistema aislado la operación de esta central será con combustible diesel. Estas unidades no cuentan con sistema de arranque autónomo (Black Start).

TABLA N° 1.4 Datos Técnicos de las unidades de la C.T. Piura 1

Propietario		Egenor			
Grupo		GMT1	GMT2	GMT1	GMT2
1.- Disponibilidad		Operando a Diesel D2		Operando a Residual	
Potencia efectiva	MW	4.69	4.52	4.70	4.59
Potencia nominal	MW	5.0	5.0	5.0	5.0
Potencia nominal	MVA	6.3	6.3	6.3	6.3
Potencia máxima	MW	5	5	5	5
Potencia mínima	MW	3.5	3.5	3.5	3.5
2.- Tiempos					
Velocidad toma de carga	MW/min	0.25	0.25	0.25	0.25

Velocidad reducción de carga	MW/min	0.25	0.25	0.25	0.25	
Tiempo sincronización	min.	15	15	15	15	
Tiempo mínimo entre arranques sucesivos	min.	5	5	5	5	
Tiempo de sincronismo luego de salir de servicio por una perturbación	Hrs.	0.25	0.25	0.25	0.25	
Tiempo mínimo operación	Hrs.	1	1	3	3	
3.- Tensión						
Tensión mínima de generación	kV	9.975	9.975	9.975	9.975	
Tensión nominal de generación	kV	10.5	10.5	10.5	10.5	
Tensión máxima de generación	kV	11.025	11.025	11.025	11.025	
4.- Capacidad generación reactiva						
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	No se puede fijar valores, la máquina no opera en este rango			
	Al 100 %	MVAR				
Inductivo	Al 50 %	MVAR	1.6	1.6	1.6	1.6
	Al 100 %	MVAR	3.2	3.2	3.2	3.2
6.- Restricciones						
Carga mínima	MW	3.5	3.5	3.5	3.5	
7.- Arranque en Black Start (Sí/No)		No	No	No	No	

e) C.T. Piura 2

Cuenta con las unidades MIR1 y MIR4 que en conjunto generan 3.7 MW y están conectados a la barra de 4.8 kV. La única unidad que cuenta con sistema de arranque autónomo (Black Start) es la MIR1.

TABLA N° 1.5 Datos Técnicos de las unidades de la C.T. Piura 2

Propietario		Egenor			
Grupo		MIR1	MIR4	MIR1	MIR4
1.- Disponibilidad		Operando a Diesel D2		Operando a Residual	
Potencia efectiva	MW	1.19	1.84	1.24	2.04
Potencia nominal	MW	1.4	2.3	1.4	2.3
Potencia nominal	MVA	1.7	2.9	1.7	2.9

Potencia máxima	MW	1.4	2.3	1.36	2.3	
Potencia mínima	MW	0.8	1.2	0.8	1.2	
2.- Tiempos						
Velocidad toma de carga	MW/min	0.15	0.15	0.15	0.15	
Velocidad reducción de carga	MW/min	0.15	0.15	0.15	0.15	
Tiempo sincronización	min.	15	15	15	15	
Tiempo mín. arranque sucesivos	min.	5	5	5	5	
Tiempo de sincroni. luego de salir de servicio por una perturbación	Hrs.	0.25	0.25	0.25	0.25	
Tiempo mínimo operación	Hrs.	1	1	1	1	
3.- Tensión						
Tensión mínima de generación	kV	9.975	9.975	9.975	9.975	
Tensión nominal de generación	kV	10.5	10.5	10.5	10.5	
Tensión máxima de generación	kV	11.025	11.025	11.025	11.025	
4.- Capacidad generación reactiva						
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	No se puede fijar valores, la máquina no opera en este rango			
	Al 100 %	MVAR				
Inductivo	Al 50 %	MVAR	0.4	0.75	0.4	0.75
	Al 100 %	MVAR	0.8	1.46	0.8	1.46
5.- Restricciones						
Carga mínima	MW	3.5	3.5	3.5	3.5	
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)		Sí	No	Sí	No	

f) C.T. Piura TG

Cuenta con una unidad TG que genera 18.6 MW, se encuentra conectada a la barra de 10 kV. Su flexibilidad de regulación de frecuencia le permite operar en sistema aislado, puede operar con combustible diesel o residual. En sistema aislado la operación de esta unidad será con combustible diesel. Esta unidad cuenta con un sistema de arranque en Black Start.

TABLA N° 1.6 Datos Técnicos de la C.T. Piura TG

Propietario		Egenor			
Grupo		Piura TG			
1.- Disponibilidad		Operando a Diesel D2		Operando a Residual	
Potencia efectiva	MW	18.11		18.61	

Potencia nominal	MW	21	21
Potencia nominal	MVA	26.25	26.25
Potencia máxima	MW	23	23
Potencia mínima	MW	15	15
2.- Tiempos			
Velocidad toma de carga	MW/min	6.9	6.9
Velocidad reducción de carga	MW/min	6.9	6.9
Tiempo sincronización	min.	10	10
Tiempo mín. arranque sucesivos	Hrs.	12	12
Tiempo mínimo operación	Hrs.	8	8
3.- Tensión			
Tensión mínima generación	kV	9.975	9.975
Tensión nominal generación	kV	10.5	10.5
Tensión máxima generación	kV	11.025	11.025
4.- Capacidad generación reactiva			
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	2.5
	Al 100 %	MVAR	5
Inductivo	Al 50 %	MVAR	4.5
	Al 100 %	MVAR	9
5.- Restricciones			
Carga mínima	MW	15	15
Tiempo máximo a carga mínima	min	15	15
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)		Sí	

g) C.T. Paíta 1

Cuenta con la unidad EMD1 que genera 2.0 MW con un sistema de arranque en Black Start.

h) C.T. Paíta 2

Cuenta con las unidades SKODA2 y SKODA3 que en conjunto generan 1.6 MW. Cada unidad cuenta con un sistema de arranque en Black Start.

i) CT Sullana

Cuenta con tres unidades ALCO2, ALCO4 y ALCO5, que en conjunto generan 6.5 MW. Cada unidad cuenta con un sistema de arranque en Black Start.

En la actualidad, las CC.TT. Sullana y Paita, se encuentran retiradas de operación comercial por Egenor, sin embargo, se mencionan sus principales características para la elaboración del presente informe.

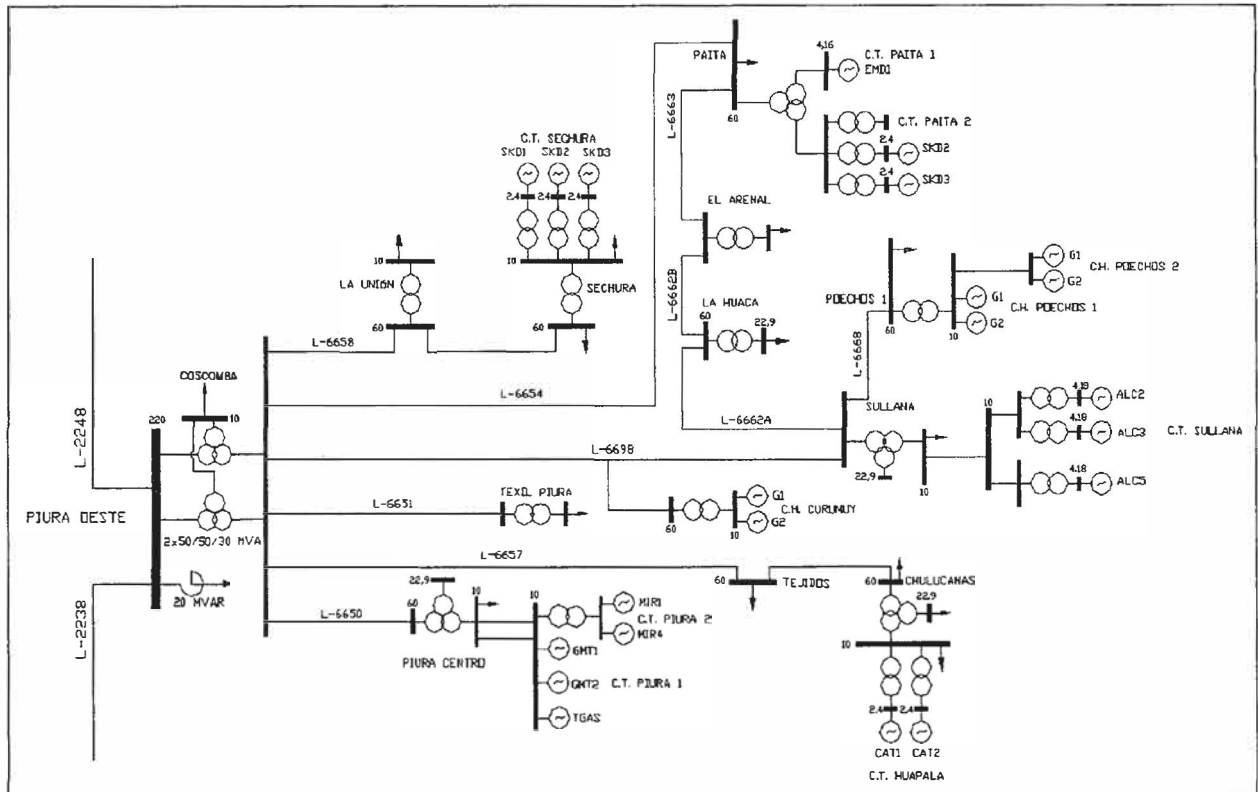


Fig. 1.3 Esquema unifilar del Área Operativo 3

1.6.4 Área Operativa 4

Está conformada por la subestación principal Chiclayo Oeste y las SS.EE. Carhuaquero, Chiclayo Norte e Illimo, la C.H. Carhuaquero, la C.H. Caña Brava y la C.T. Chiclayo y un equipo de compensación estática SVC-2 de -30/30 MVAR. La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 48, 68 y 83 MW.

a) C.H. Carhuaquero

Cuenta con 4 unidades hidráulicas que en conjunto generan 105.0 MW. Es la mejor central acondicionada para la regulación de frecuencia entre todas las centrales hidráulicas del área, específicamente esta función se realiza con la unidad G3. Cada unidad dispone de un sistema de arranque en Black Start a excepción del grupo G4.

TABLA N° 1.7 Datos Técnicos de la C.H. Carhuaquero

Propietario		Egenor			
Grupo		G1	G2	G3	G4
1.- Disponibilidad					
Potencia efectiva	MW	32.62	31.51	30.98	9.98

Potencia nominal	MW	32.62	31.51	30.98	10	
Potencia nominal	MVA	32.27	32.27	32.27	10.773	
Potencia máxima	MW	32.62	31.51	32.08		
Potencia mínima	MW	10	10	10	2	
2.- Tiempos						
Velocidad toma de carga	MW/min	10	10	10	4	
Velocidad de descarga	MW/min	10	10	10	4	
Tiempo sincronización	min.	3	3	3	6	
3.- Tensión						
Tensión mínima de generación	kV	9	9	9	9.5	
Tensión máxima de generación	kV	10.5	10.5	10.5	10.5	
4.- Capacidad generación reactiva						
Capacitivo	En mínimo técnico	MVAR			7.4	
	Al 50 %	MVAR	16.8	16.8	16.8	6.4
	Al 100 %	MVAR	5.82	8.24	3.49	2
Inductivo	En mínimo técnico	MVAR			8.4	
	Al 50 %	MVAR	18.55	18.55	18.55	7.6
	Al 100 %	MVAR	5.82	8.24	3.49	2
5.- Restricciones						
Carga mínima	MW	10	10	10	2	
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)		Sí	Sí	Sí	No	

b) C.H. Caña Brava

Cuenta con una unidad hidráulica que genera 5.7 MW, la cual está conectada a la S.E. Carhuaquero mediante una línea de 10 kV. Esta central utiliza el agua turbinada de la C.H. Carhuaquero y no dispone de un sistema de arranque en Black Start.

TABLA N° 1.8 Ficha Técnica de la C.H. Caña Brava

Propietario	Egenor
Grupo	G1
1.- Disponibilidad	
Potencia efectiva	MW 5.711
Potencia nominal	MVA 6.25
Potencia máxima	MW 6

Potencia mínima		MW	0.9
2.- Tiempos			
Velocidad toma de carga		MW/min.	1
Velocidad de descarga		MW/min.	5
Tiempo sincronización		min.	3
3.- Tensión			
Tensión mínima de generación		kV	3.95
Tensión máxima de generación		kV	4.37
4.- Capacidad generación reactiva			
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	3.19
	Al 100 %	MVAR	2.75
Inductivo	Al 50 %	MVAR	4
	Al 100 %	MVAR	2.72
5.- Restricciones			
Carga mínima		MW	0.9
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)			No

c) C.T. Chiclayo

Cuenta con las unidades Sulzer 1, 2, GMT 1, 2 y 3, que en conjunto generan 24.4 MW. Su flexibilidad en la regulación de frecuencia y tensión le permite operar en sistema aislado, sin embargo no cuentan con un sistema de arranque en Black Start, pueden operar con combustible diesel o residual, pero en sistema aislado opera con combustible diesel.

TABLA N° 1.9 Datos Técnicos de la C.H. Chiclayo Oeste con Diesel D2

Propietario		Egenor				
Grupo		SLZ1	SLZ2	GMT1	GMT2	GMT3
1.- Disponibilidad						
Potencia efectiva	MW	5.602	5.779	4.163	4.153	4.524
Potencia nominal	MW	5.700	5.700	5.135	5.135	5.000
Potencia nominal	MVA	7.120	7.120	6.420	6.420	6.250
Potencia máxima	MW	5.700	5.803	5.135	5.135	5.000
Potencia mínima	MW	4.430	4.640	3.280	3.460	3.470
2.- Tiempos						
Velocidad toma de carga	MW/min.	0.18	0.19	0.2	0.22	0.22

Velocidad reducción de carga	MW/min.	0.18	0.19	0.2	0.22	0.22	
Tiempo sincronización	min.	15	15	15	15	15	
Tiempo mín. arranque sucesivos	Hrs.	5	5	5	5	5	
Tiempo mínimo operación	Hrs.	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	
3.- Tensión							
Tensión mínima generación	kV	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	
Tensión nominal generación	kV	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	
Tensión máxima generación	kV	11	11	11	11	11	
4.- Capacidad generación reactiva							
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	No se puede fijar valores, la máquina no opera en este rango.				
	Al 100 %	MVAR					
Inductivo	Al 50 %	MVAR	2.133	2.133	1.797	1.797	1.875
	Al 100 %	MVAR	4.267	4.267	3.595	3.595	3.75
5.- Restricciones							
Carga mínima	MW	4.43	4.64	3.28	3.46	3.47	
Tiempo máximo de carga mín.	min.	30	30	30	30	30	
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)		No	No	No	No	No	

TABLA N° 1.10 Datos Técnicos de la C.H. Chiclayo Oeste con Residual

Propietario		Egenor				
Grupo		SLZ1	SLZ2	GMT1	GMT2	GMT3
1.- Disponibilidad						
Potencia efectiva	MW	5.848	5.839	4.189	4.173	4.342
Potencia nominal	MW	5.700	5.700	5.135	5.135	5.000
Potencia nominal	MVA	7.120	7.120	6.420	6.420	6.250
Potencia máxima	MW	5.700	5.803	5.135	5.135	5.000
Potencia mínima	MW	4.430	4.640	3.280	3.460	3.470
2.- Tiempos						
Velocidad toma de carga	MW/min.	0.18	0.19	0.2	0.22	0.22
Velocidad reducción de carga	MW/min.	0.18	0.19	0.2	0.22	0.22
Tiempo sincronización	min.	15	15	15	15	15
Tiempo mín. arranque sucesivo	Hrs.	5	5	5	5	5
Tiempo mínimo operación	Hrs.	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17

3.- Tensión							
Tensión mínima generación	kV	9.45	9.45	9.45	9.45	9.45	
Tensión nominal generación	kV	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	
Tensión máxima generación	kV	11	11	11	11	11	
4.- Capacidad generación reactiva							
Capacitivo	Al 50 %	MVAR	No se puede fijar valores, la máquina no opera en este rango.				
	Al 100 %	MVAR					
Inductivo	Al 50 %	MVAR	2.133	2.133	1.797	1.797	1.875
	Al 100 %	MVAR	4.267	4.267	3.595	3.595	3.75
5.- Restricciones							
Carga mínima	MW	4.43	4.64	3.28	3.46	3.47	
Tiempo máximo de carga mín.	Min.	30	30	30	30	30	
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)							
		No	No	No	No	No	

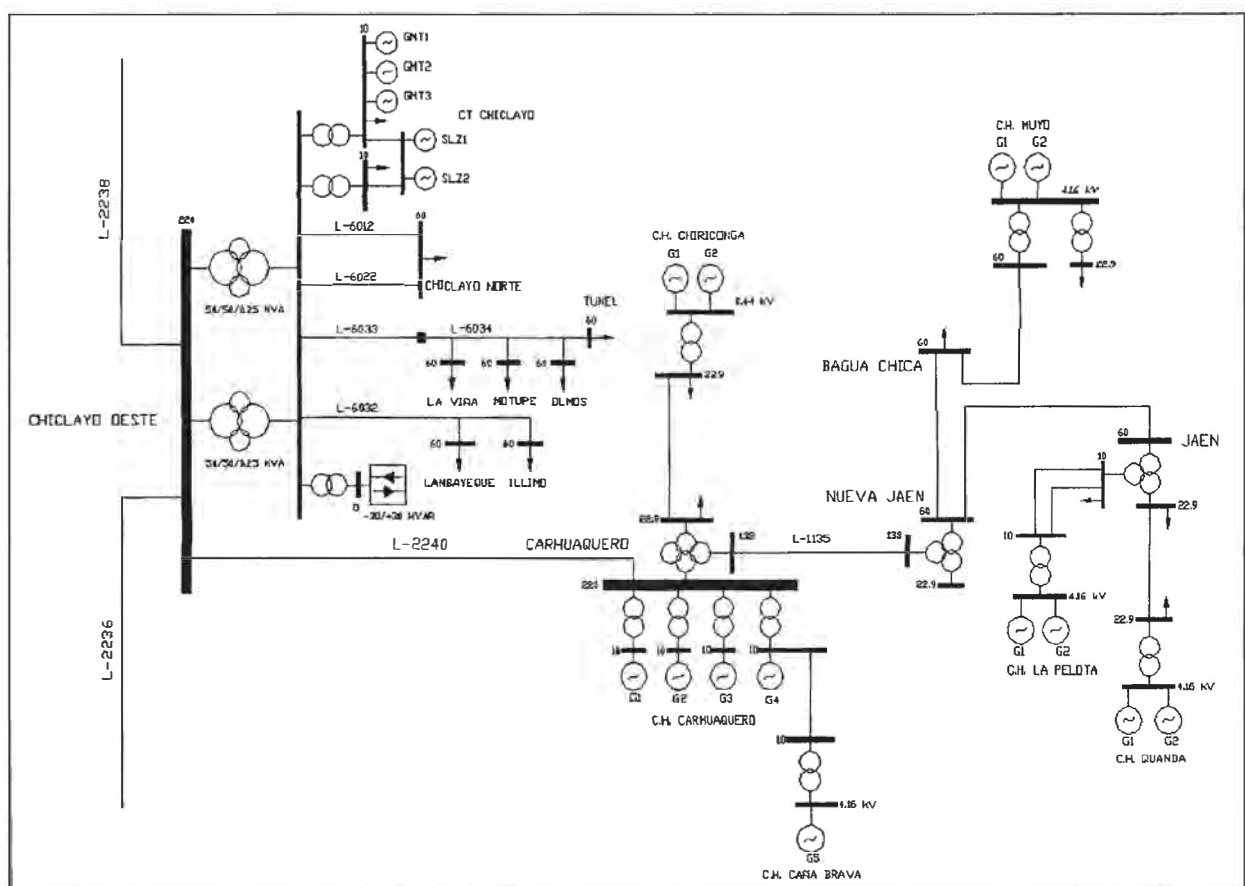


Fig. 1.4 Esquema unifilar del Área Operativa 4

Las unidades de esta área operativa tienen las siguientes características:

1.6.5 Área Operativa 5

Conformada por la subestación principal Guadalupe y la C.H. Gallito Ciego. La demanda

actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 42, 45 y 56 MW respectivamente. Esta área no puede operar en sistema aislado, ya que la operación mínima de la C.H. Gallito es de 10 MW por unidad.

a) C.H. Gallito Ciego

Cuenta con 2 unidades hidráulicas que en conjunto pueden generar hasta 38.1 MW, esta conectada a la SE Guadalupe a través de 2 líneas de transmisión L-6646 y L-6656 de 60 kV. La generación de la C.H. Gallito Ciego depende del requerimiento de agua de los Regantes.

Debido a un problema de cavitación en la central Gallito Ciego, su generación mínima es de 10 MW por unidad, por lo cual no puede ser utilizada para la normalización de un sistema aislado. Cada unidad dispone de un sistema de arranque en Black Start.

TABLA N° 1.11 Datos Técnicos de la C.H. Gallito Ciego

Propietario		Egenor		
Grupo		G1	G2	
1.- Disponibilidad				
Potencia efectiva	MW	19.047	19.10	
Potencia nominal	MW	17	17	
Potencia nominal	MVA	20	20	
Potencia máxima	MW	19.5	19.5	
Potencia mínima	MW	10	10	
2.- Tiempos				
Velocidad toma de carga	MW/min	3.4	3.4	
Velocidad de descarga	MW/min	3	3	
Tiempo sincronización	Min	3	3	
Tiempo máx. operación a mín. carga	Hrs.	8	8	
3.- Tensión				
Tensión mínima generación	kV	10.3	10.3	
Tensión máxima generación	kV	10.8	10.8	
4.- Capacidad generación reactiva				
Capacitivo	En mínimo técnico	MVAR	4	4
	Al 50 %	MVAR	4	4
	Al 100 %	MVAR	2.5	2.5
Inductivo	En mínimo técnico	MVAR	4	4

	Al 50 %	MVAR	4	4
	Al 100 %	MVAR	2.5	2.5
5.- Restricciones				
Carga mínima		MW	10	10
6.- Estatismo				
Valor actual		%	5	5
Rango de Variación		%	Ninguno	Ninguno
7.- Arranque en Black Start (Sí/No)				
			Sí	Sí

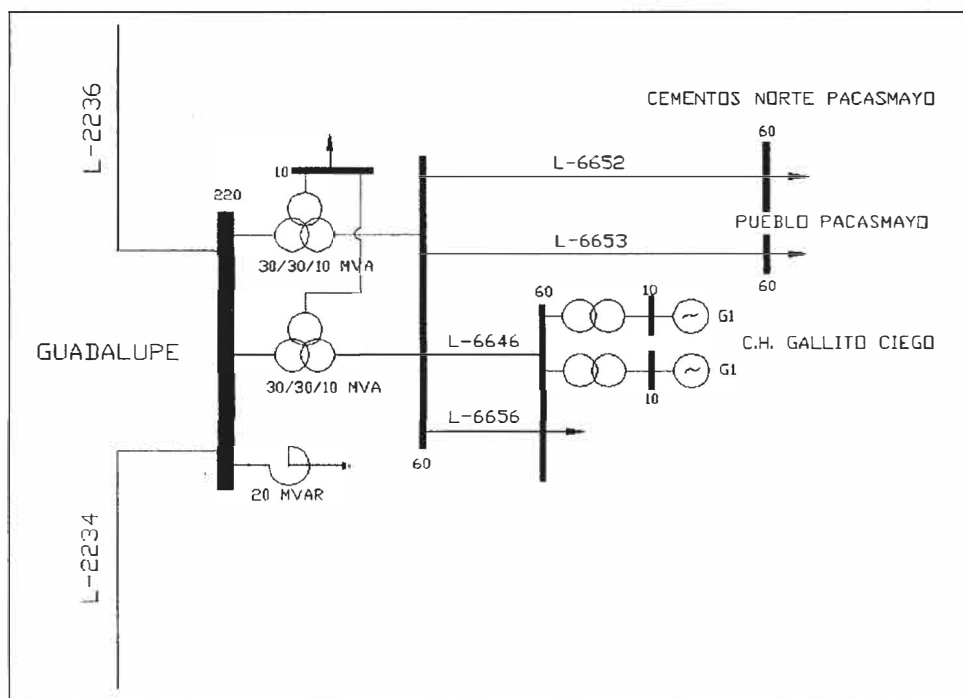


Fig. 1.5 Esquema unifilar del Área Operativo 5

1.6.6 Área Operativa 6

Conformada por la subestación principal Trujillo Norte y las CCTT. Trujillo Norte y Trujillo Sur.

La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 72, 110 y 125 MW. No se ha considerado la demanda de Cajamarca Norte la cual es aproximadamente de 64.5 MW.

a) C.T. Trujillo Sur

Cuenta con una unidad turbogas equipada para una generación de 20.5 MW Actualmente, esta unidad sólo puede operar como compensador síncrono, en el periodo de 10:00 a 22:00 h, debido a la alta emisión de ruido que produce la operación de su motor primo. Su capacidad de regulación de reactivos como compensador síncrono es $-8/+15$ MVAR.

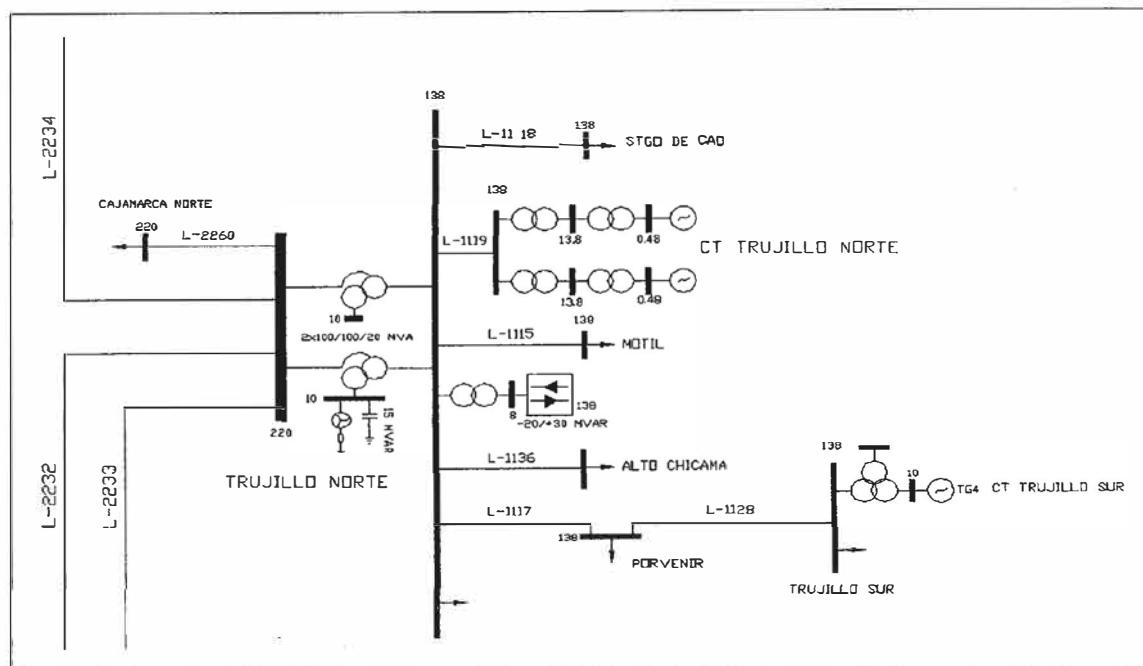


Fig. 1.6 Esquema unifilar del Área Operativo 6

1.6.7 Área Operativa 7

Conformada por la subestación principal Chimbote y las CC.HH. Cañón del Pato Pariac y la C.T. Chimbote. La demanda actual aproximada de esta área en mínima, media y máxima demanda es de 105, 135 y 140 MW.

a) C.H. Cañón del Pato

Cuenta con 6 unidades hidráulicas que en conjunto generan 260.73 MW, esta conectada a la SE Chimbote1 mediante 3 líneas de transmisión de 138 kV (L-1103, L-1104, y L-1105). Esta central podría regular frecuencia solo para una demanda menor a la generación que se dispone por su caudal natural. Cada unidad tiene un sistema de arranque en Black Start. Adicionalmente, cuenta con un volumen almacenado en el vertedero de la Bocatoma que permite incrementar la generación hasta en 20 MW por 60 minutos, en caso de alguna emergencia en el SEIN.

TABLA N° 1.12 Datos Técnicos de la C.H. Cañón del Pato

Propietario		Egenor					
		G1	G2	G3	G4	G5	G6
Grupo							
1.- Disponibilidad							
Potencia efectiva	MW	43.217	44.191	43.897	43.763	44.361	44.061
Potencia nominal	MW	41.097	41.097	41.097	41.097	41.097	41.097
Potencia nominal	MVA	43.26	43.26	43.26	43.26	43.26	43.26
Potencia máxima	MW	43.217	44.191	43.897	43.763	44.361	44.061

Potencia mínima	MW	20	20	20	20	20	20
2.- Tiempos							
Velocidad toma de carga	MW/min	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Velocidad de descarga	MW/min	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Tiempo sincronización	min	5	5	5	5	5	5
3.- Tensión							
Tensión mín. generación	kV	12.48	12.48	12.48	12.48	12.48	12.48
Tensión máx. generación	kV	14.88	14.88	14.88	14.88	14.88	14.88
4.- Capacidad generación reactiva							
Capacitivo	Mín. técnico	MVAR	6	6	6	6	6
	Al 50 %	MVAR	13	13	13	13	13
	Al 100 %	MVAR	7	7	7	7	7
Inductivo	Mín. técnico	MVAR	5	5	5	5	5
	Al 50 %	MVAR	25	25	25	25	25
	Al 100 %	MVAR	12	12	12	12	12
5.- Restricciones							
Carga mínima	MW	20	20	20	20	20	20
6.- Estatismo							
Valor actual	%	5	5	5	5	5	5
Rango de variación	%	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10	0-10
7.- Arranque en Black Start (Sí/No)		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

b) C.H. Pariac

Cuenta con 6 unidades que en conjunto generan 4.5 MW, se conecta al sistema a través de la línea L-6686 que es una derivación de la línea L-6681 y por medio de líneas de 60 kV se conecta a la SE Huallanca. Cada unidad dispone de un sistema de arranque en Black Start.

TABLA N° 1.13 Datos Técnico de la C.H. Pariac

Propietario		Egenor					
Grupo		CH2		CH3		CH4	
		G-1	G-2	G-1	G-1	G-2	G-1
1.- Disponibilidad							
Potencia efectiva	MW	0.346	0.452	0.400	0.796	1.464	1.492
Potencia nominal	MW	0.192	0.44	0.355	0.872	1.5	1.5

Potencia nominal		MVA	0.24	0.5	0.444	1.09	1.875	1.875
Potencia máxima		MW	0.14	0.2	0.358	0.819	1.486	1.486
2.- Tiempos								
Tiempo sincronización		min	6	6	6	6	6	6
3.- Tensión								
Tensión mín. generación		kV	5	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43
Tensión máx. generación		kV	5.7	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47
4.- Capacidad generación reactiva								
Capacitivo	Al 100 %	kVAR		0.76				
Inductivo	Al 100 %	kVAR	0.95		0.95	0.95	0.95	0.95
5.- Estatismo								
Valor actual		%				5	5	5
6.- Arranque en Black Start (Sí/No)			Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí

c) C.H. Santa Cruz

Cuenta con 2 unidades hidráulicas que en conjunto pueden generar hasta 6.5 MW, esta conectada a la SE Huallanca. Es una central de pasada, no cuenta con un reservorio de regulación. Esta central tiene implementado un sistema de regulación de velocidad el cual le permite regular la frecuencia en sistema aislado. La central dispone de un sistema de arranque en Black Start.

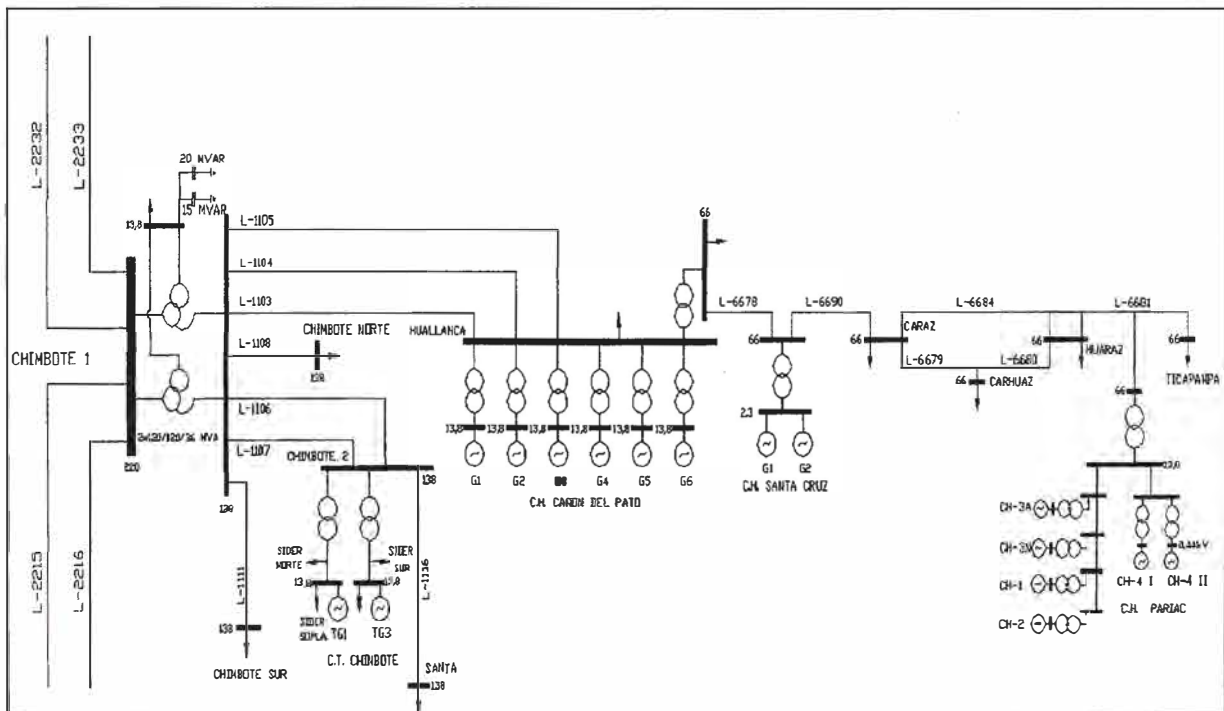


Fig. 1.7 Esquema unifilar del Área Operativo 7

En resumen, el Área Norte cuenta con las siguientes subestaciones principales de acuerdo a sus áreas operativas:



Fig. 1.8 Esquema unifilar del Área Operativo 7

El restablecimiento del área operativa Norte de acuerdo a la generación, demanda atendida y al tiempo de respuesta de las unidades desde el arranque hasta la toma de carga se subdivide en siete áreas operativas, las cuales cuentan con las siguientes unidades de arranque autónomo:

TABLA N° 1.14 Unidades de Generación Hidráulica

Área	Empresa	Central	Unidades	Potencia Central	Cuenca	Black Start
7	Egenor	Cañón del Pato	6	260.7	Santa	Si
4	Egenor	Carhuaquero	4	105	Chancay	Si
4	Egenor	Caña Brava	1	5.7	Chancay	No
5	Electroandes	Gallito Ciego	2	38.1	Jequetepeque	Si
7	Electroandes	Pariac	CH1-CH2-CH3	4.5	Pariac	Si
7	Hidroelectrica Santa Cruz	Santa Cruz	2	6.5	Blanco / Santa Cruz	Si
3	Sinersa (*)	Curumuy	2	12.6	Chira	No
3	Sinersa (*)	Pochos I	2	15.6	Chira	No
3	Sinersa (*)	Pochos II	2	10	Chira	No

(*) No es integrante del COES, su generación depende del requerimiento de regantes

TABLA N° 1.15 Unidades de Generación Térmica

Área	Empresa	Central	Unidades	Potencia central	Black Start
1	Electroperú	Tumbes	MAK1 y MAK2	17.3	Si
6	Electroperú	Trujillo Norte	BLOQ1-2	60	No
2	Eepsa	Malacas 1	TG1 y TG2	30.1	Si
2	Eepsa	Malacas 2	TGN4 (*)	90.3	No
3	Egenor	Piura1	GM1 y GMT2	9.3	No
3	Egenor	Piura2	MR1 y MR4	3.7	Si
3	Egenor	Piura TG	TG	18.6	Si
3	Egenor	Sullana	ALCO 2-4-5	6.5	Si
3	Egenor	Paita1	EMD 1	2	Si
3	Egenor	Paita2	SKD 2-3	1.6	Si
5	Egenor	Chiclayo	SZR1-2 y GMT1-3	24.4	No
6	Egenor	Trujillo Sur	TG (**)	-	
7	Egenor	Chimbote	TG1 y TG3	41.2	Si

(*) 100 MW cuando opera con inyección de agua

(**) Retirado de operación comercial el 2010-07-10

1.7 Equipos de Control y Compensación de Potencia Reactiva

Para regular los niveles de tensión se tomarán las siguientes medidas, preferentemente en el orden indicado a continuación:

- Subir o bajar taps en los transformadores de potencia.
- Utilizar los equipos de compensación reactiva.
- Utilizar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación.
- Redistribuir la generación de energía activa (en estado de alerta).
- Efectuar maniobras en líneas de transmisión.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar cargas.

Los equipos de compensación reactiva (reactor, el banco capacitor, el SVC y el compensador síncrono) absorben o entregan potencia reactiva (MVAR) al sistema eléctrico de potencia. En el Área Operativa Norte se encuentran los siguientes equipos de compensación:

TABLA N° 1.16 Equipos de Compensación en el Área Norte

Subestación	Empresa	Código	MVAR
Talara	REP	R-10	20
Piura Oeste	REP	R-7	20
Chiclayo Oeste	REP	SVC-2	+/- 30
Guadalupe	REP	R-5	20
Trujillo Norte	REP	SVC-1	+30/-20
Chimbote 1	REP	BC-1	20
Chimbote 1	REP	BC-2	15
Trujillo Norte	CTNP	BC-15	15

1.8 Principales Clientes Libres en el Área Norte

El impacto de un apagón se incrementa exponencialmente con la duración del mismo, así como la duración de la restauración decrece exponencialmente con la disponibilidad de las fuentes iniciales de energía.

Los apagones pueden ser: localizados, parciales, en sistemas completos con posibilidad externa de restablecimiento, así como, en sistemas completos sin posibilidad de restablecimiento.

Entre las principales cargas del Área Operativa Norte, se encuentran los siguientes clientes libres:

TABLA N° 1.17 Clientes libres

Clientes Libres	Subestación	Suministrador	Demanda HFP (MW)	Demanda HP (MW)
Sider Perú	Chimbote2	Edegel	62	16
Yanacocha	La Quinoa y Pajuela	Termoselva	62.5	62.5
Gold Fields	Cerro Corona	Kallpa	17.5	17.5
Cementos Pacasmayo	Guadalupe	Egenor, Kallpa	31	26
Textil Piura	Piura Oeste	Enersur	9.6	2
Agrícola del Chira	La Huaca	Enosa	2.5	2.5
Refinería Talara	Talara	Eepsa	7.6	7.6
Barrick Misquichilca	Alto Chicama y Pierina	Egenor	18	18
Graña y Montero	Talara	Eepsa	1.8	1.8

1.9 Límites y Restricciones Operativas en el Área Norte

1.9.1 Limitaciones en el Sistema de Generación

- La unidad TGN-4 no tiene arranque Black Start, esto no permite formar el sistema aislado de las áreas operativas 1, 2 y 3.
- La RSF con las unidades de las CC.HH. Curumuy y Poechos I es manual. Su disponibilidad de generación se encuentra sujeto al caudal del riego de los regantes.
- Los RSF con unidades de generación < 5 MW limitan los bloques de carga a restablecer y dificulta la toma de carga. Ejemplo Piura.
- El área 3 es deficitaria en generación. La situación empeoró con el retiro de operación comercial de unidades de generación.
- No se puede formar el sistema aislado del área 5 (Guadalupe) por el mínimo técnico de la CH Gallito Ciego.
- La regulación de tensión con pequeñas unidades de generación, impide energizar líneas extensas y transformadores de mayor capacidad a la unidad de generación en servicio.
- El área 6 (Trujillo) solo se restablece desde el SEIN.

1.9.2 Limitaciones en el Sistema de Transmisión

- El transformador de la unidad TGN-4 de la CT de la CT Malacas es de gran potencia, por lo cual se energizará antes del transformador T20-21, evitando fuertes variaciones de tensión en la zona.
- Los transformadores T15-161 y T32-161 de 220/60/10 kV de la S.E. Piura son de 50 MVA y no pueden ser energizados desde 60 kV para restableces la carga de 10 kV. Los puntos de sincronismo se encuentran limitados a 60 kV en la S.E. Piura Oeste.
- Las línea de 220 kV conectados a la S.E. Chimbote 1 son extensa, su energización origina sobretensión por no tener compensación reactiva
- La línea L-2260 es extensa, su conexión se realizara cuando la S.E. Trujillo este conectada al SEIN.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un Sistema Eléctrico de Potencia es un conjunto de elementos que tienen como función el generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica a los usuarios finales bajo ciertas condiciones y requerimientos.

La generación, es la encargada de transformar la energía primaria en energía eléctrica mediante el proceso hidráulico, térmico, eólico, geotérmico o de ciclo combinado.

El transmisor, permite el transporte de energía eléctrica desde la generación hasta los centros de distribución y clientes libres, mediante sus líneas de transmisión, subestaciones de transformación y barras base.

El distribuidor, es el responsable del transporte de la energía eléctrica al consumidor o usuario final desde las subestaciones o barras base hacia los niveles transformados a baja tensión o de utilización.

2.2 Interrupción no programada

Los Sistemas Eléctricos de Potencia cada vez operan más cerca de sus límites de estabilidad y cargabilidad, por lo cual, un apagón o la formación de sistemas aislados (islas o separación de áreas) es posible en todo momento del día y del año.

De acuerdo, a su causa origen y a las condiciones de pre falla, el apagón puede tener como consecuencia: desconexión local, parcial o total de su demanda.

El apagón o blackout localizado considera desde la salida de servicio de un circuito de distribución hasta la pérdida entera de una subestación, generalmente afecta pequeñas áreas geográficas las cuales son alimentadas por las distribuidoras.

Un apagón con desconexión parcial, afecta grandes áreas geográficas como consecuencia de la pérdida de más de una subestación.

Un apagón total, afecta un área geográfica muy grande de población, clientes, agentes de transmisión y generación.

La secuencia común un apagón es el siguiente esquema:

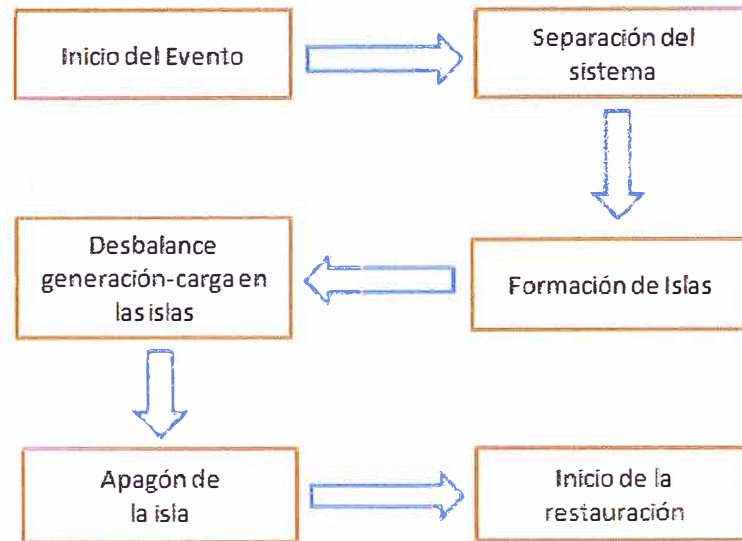


Fig. 2.1 Secuencia de un apagón

2.2.1 Causas de un apagón

Existen muchos factores que se pueden identificar como potenciales causas que pueden contribuir a un apagón, entre ellos tenemos:

- Colapso de tensión
- Desviaciones de frecuencia
- Sobrecarga de equipos
- Eventos simultáneos
- Fenómenos naturales (descargas atmosféricas, sismo, nevada)
- Terceros (daño accidental o intencional por particulares o empresas ajenas)
- Condiciones ambientales, salinidad, humedad
- Falla de los equipos, materiales y accesorios
- Error humano
- Equipos fuera de servicio por mantenimiento.
- Otras causas (fallas fugaces, no determinadas)

2.2.2 Consecuencias de un apagón

- Sistemas de transmisión sobrecargados
- Caídas o incremento de voltaje
- Desconexión de unidades generadoras
- Envejecimiento de las instalaciones de generación y transporte
- Daño de equipos e instalaciones

2.3 Operación del Sistema Eléctrico de Potencia

La operación del sistema eléctrico debe garantizar la continuidad del suministro con la

calidad requerida, considerando los parámetros y criterios utilizados en el diseño y la utilización de la red.

Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- La frecuencia
- Las tensiones en las barras de la red
- Los niveles de carga en las líneas de transmisión
- Los niveles de carga en los transformadores de potencia

2.4 Estados de Operación en un Sistema Eléctrico de Potencia

El comportamiento de un Sistema de Potencia se subdivide en 5 estados de operación:

2.4.1 Operación en Estado Normal

Se refiere a la condición del sistema en la que existe un balance entre la generación y la demanda, donde los equipos de la red operan sin sobrecarga y las variables de control tales como la tensión, frecuencia y potencia, se encuentran dentro de los márgenes de tolerancia permitidos y establecidos en la NTCSE, en la NTOTR y en su descripción técnica, siendo los márgenes de reserva para generación y transmisión suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado con respecto a las posibles perturbaciones a las que el sistema sea sometido, de acuerdo con las políticas de operación.

En este estado de operación la seguridad, la economía y la calidad conforme a lo establecido en las normas vigentes, deben primar en el manejo del sistema interconectado para poder satisfacer adecuadamente y en todo momento la demanda cambiante, dependiente del estado de la red de transmisión y de la disponibilidad del parque de generación.

2.4.2 Operación en Estado de Alerta

Se refiere a la condición en la que el sistema mantiene todas sus variables dentro de un rango aceptable y en sus límites de operación, sin embargo, al encontrarse debilitado, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, ante una contingencia, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán fuera de sus márgenes de tolerancia.

Así mismo y dependiendo del tipo y de la magnitud de la contingencia, el sistema puede pasar de un estado de alerta a un estado de emergencia o a un estado de extrema emergencia.

En este estado el sistema aún está completo, pero inseguro, por lo que el despachador debe tomar todas las acciones a su alcance para regresar al estado normal.

Se puede entrar a este estado por una de las siguientes condiciones:

- Agotamiento de la reserva operativa
- Pérdida de generación
- Pérdida de algún enlace de transmisión sin pérdida de carga, etc.

Las medidas a tomar deberán ser:

Para pérdidas de generación, ordenar la entrada de las unidades generadoras que garanticen el margen de reserva adecuado.

Para pérdidas de enlaces de transmisión, reubicar los aportes de generación de tal manera que los enlaces restantes no se afecten por sobrecargas.

Mientras dure el estado de alerta, se deberá suspender temporalmente los programas de mantenimiento de unidades generadoras que produzcan o aumenten el posible déficit de generación del SEIN a menos que el equipo involucrado pueda colapsar por no realizarlos. Asimismo se suspenderán los programas de mantenimiento de líneas de transmisión que aumenten el nivel de inseguridad que ya pudiera tener el SEIN.

2.4.3 Operación en Estado de Emergencia

Es la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y las tensiones se apartan de los valores normales y la dinámica que ha adquirido amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia y acciones automáticas de protección, rechazos de carga y de generación con la finalidad de aislar los elementos con falla y estabilizar el sistema.

En este estado se puede dividir el sistema formando islas recuperables, pero los márgenes de seguridad no son sostenibles.

Bajo la situación de emergencia y dependiendo de la magnitud del disturbio, no se produce necesariamente una desarticulación del sistema de manera inmediata, por lo cual, el coordinador del sistema puede tomar las siguientes acciones correctivas y necesarias para retornar el estado del SEIN a operación normal o al menos al estado de alerta:

- Limitar la sobrecarga de los enlaces de transmisión ingresando más generación, o produciendo cortes si no existiera generación disponible.
- Re-sincronizar las islas eléctricas que se hayan formado.

Sin embargo, de acuerdo a las condiciones pre-operativas del sistema y a las características técnicas de los equipos, los siguientes factores determinaran, si lo anterior es factible:

- Restricciones de tiempo, por no tener el equipamiento la rapidez de respuesta adecuada.

➤ Restricciones de capacidad, por ser la demanda mayor que la disponibilidad de generación.

De manera similar al estado de alerta, solo en extrema necesidad se aprobará las salidas de unidades generadoras o líneas de transmisión para mantenimiento.

2.4.4 Operación en Estado de Extrema Emergencia

En la mayoría de los casos, los Sistemas de Potencia son capaces de soportar contingencias simples o múltiples, siendo los sistemas de control y protección quienes actúan para prevenir la propagación del evento a otras partes del Sistema. Sin embargo, una combinación inusual de circunstancias, pueden producir la separación de áreas, formar uno o más sistemas aislados y tener como resultado una salida en cascada de una parte importante de la carga o originar un apagón total.

En este estado se produce la pérdida de servicio, por lo cual, no se satisface gran parte de la demanda y se pierden completamente los márgenes de seguridad establecidos.

Toda acción de control en este estado debe dirigirse hacia conservar la mayor parte del sistema funcionando. De no actuar de forma rápida tomando medidas extremas, pudiera producirse una salida total del sistema, a partir de lo cual se entra en estado de recuperación.

2.4.5 Operación en Estado de Restauración o Restablecimiento

El estado de restauración o restablecimiento se inicia a partir de la pérdida parcial, total o de la formación de islas eléctricas en un sistema de potencia, producto de una emergencia extrema.

De este modo y con la finalidad de restaurar el suministro eléctrico interrumpido y regresar al estado normal, las coordinaciones de operación entre el Coordinador y los agentes involucrados, priorizaran sus acciones en la integración del sistema, restableciendo de acuerdo a previa evaluación del Coordinador, el servicio de las unidades de generación, las líneas de transmisión, los equipos de las subestaciones, maximizando la restauración de la carga en el menor tiempo posible.

La restauración debe ser desarrollada de manera efectiva y estratégica para cualquier tipo de contingencia independiente de las circunstancias de origen.

A su vez, debe estar conformado por un grupo de acciones generales y específicas analizadas con anterioridad, las cuales deben ser ejecutadas durante el proceso de restauración.

La relación de los estados de operación es la siguiente:

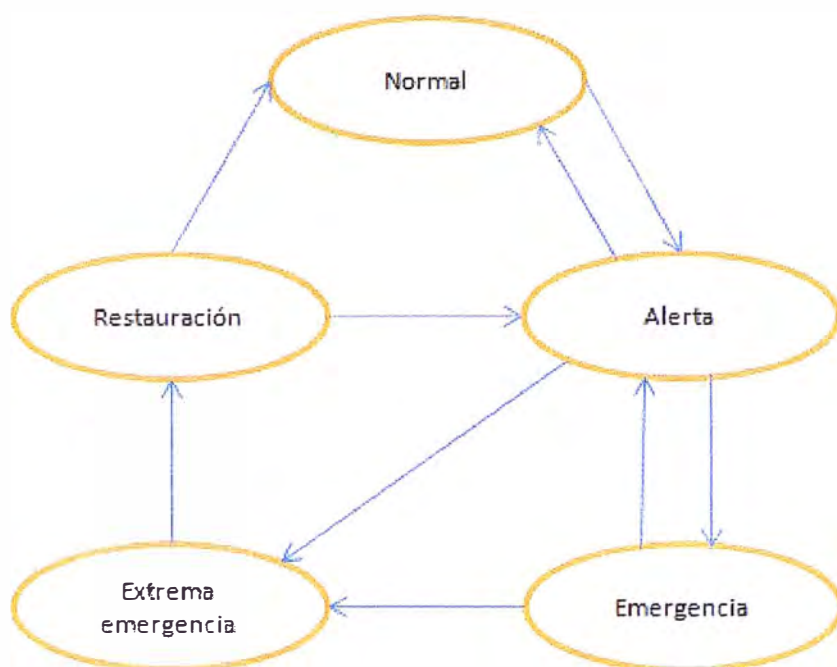


Fig. 2.2 Estados de operación de los Sistemas de Potencia

2.5 Factores de cumplimiento para la Restauración

Durante las coordinaciones de restauración se deben tener en cuenta los siguientes factores que y cumplimiento del objetivo de la restauración de un Sistema Eléctrico de Potencia se deben considerar los siguientes factores:

2.5.1 Seguridad

- Evitar daños a las personas y equipos
- Evitar sobrecargas térmicas en equipos
- Evitar sobretensiones

2.5.2 Flexibilidad

- Adaptabilidad a los cambios topológicos
- Adaptabilidad de protecciones

2.5.3 Estabilidad

- Control de balance de potencia activa
- Control de balance de potencia reactiva
- Evitar pérdidas de carga o generación

2.5.4 Impacto

- Mantener informado al público
- Recuperar cargas prioritarias
- Recuperar cargas grandes (ciudades)

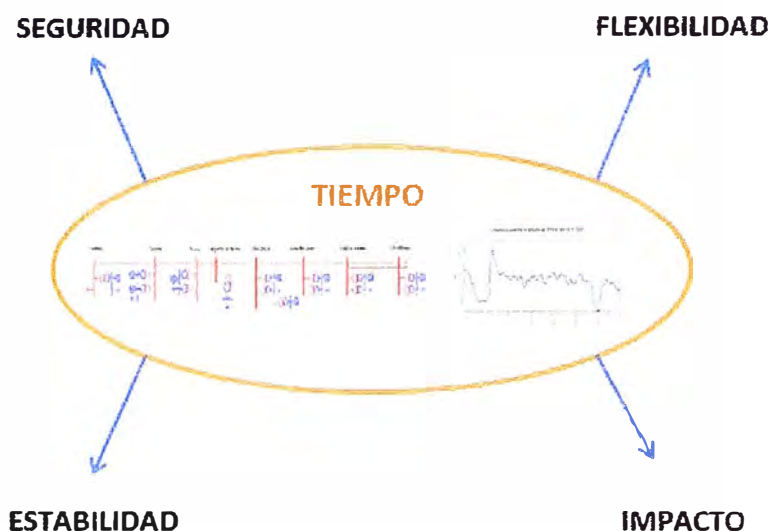


Fig. 2.3 Estados de operación de los Sistemas de Potencia

2.6 Coordinación de la Restauración de acuerdo a la NTOTR

Luego producida una perturbación y transcurridos los estados de alerta y emergencia, el Coordinador, en comunicación con los delegados y demás integrantes del Sistema, determinará la configuración y el estado del Sistema, definirá el plan de restablecimiento y lo implementará en coordinación con ellos.

Cuando las circunstancias justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los Integrantes del Sistema para ejecutar maniobras. En ambos casos los Integrantes del Sistema mantendrán informado en permanencia al Coordinador del COES de sus acciones hasta conseguir el total restablecimiento del Sistema.

El Coordinador del COES es responsable de:

- a) Autorizar en el menor tiempo técnicamente posible, la ejecución de las maniobras de reposición de los equipos fallados, luego que el integrante titular de los equipos, bajo responsabilidad, declara que están disponibles operativamente.
- b) Disponer el arranque de la generación térmica local, en el menor tiempo técnico posible, cuando ésta permita reponer el servicio interrumpido debido a falla de un equipo y el Integrante del Sistema declara la indisponibilidad del mismo.

Los Integrantes del Sistema que no cuenten con equipos de reconexión automática, bajo su responsabilidad, ejecutarán las maniobras de restablecimiento que pre-establezca el COES en sus instrucciones de operación los que deben derivarse de estudios específicos, el esquema de funcionamiento integral de los equipos de reconexión automática de carga debe resultar del estudio anual elaborado por la DOCOES.

El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará con los

Integrantes del Sistema la regulación secundaria de frecuencia en el rango de 59.7 a 60.3 Hz. Concluida la recuperación del estado de operación normal del Sistema, los Integrantes del Sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

Los Integrantes del Sistema involucrados en la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador, con los cuales y de acuerdo su diagnóstico propio, el Coordinador del COES posteriormente elaborará un informe preliminar para remitir a los Integrantes del Sistema.

2.7 Herramientas para la Restauración

2.7.1 Centro de Control

La supervisión, coordinación y control de la operación de los procesos de generación, transmisión y distribución, se realiza desde un centro de operaciones llamado Centro de Control, el cual busca que el servicio de energía se preste con la mejor calidad, seguridad y confiabilidad.

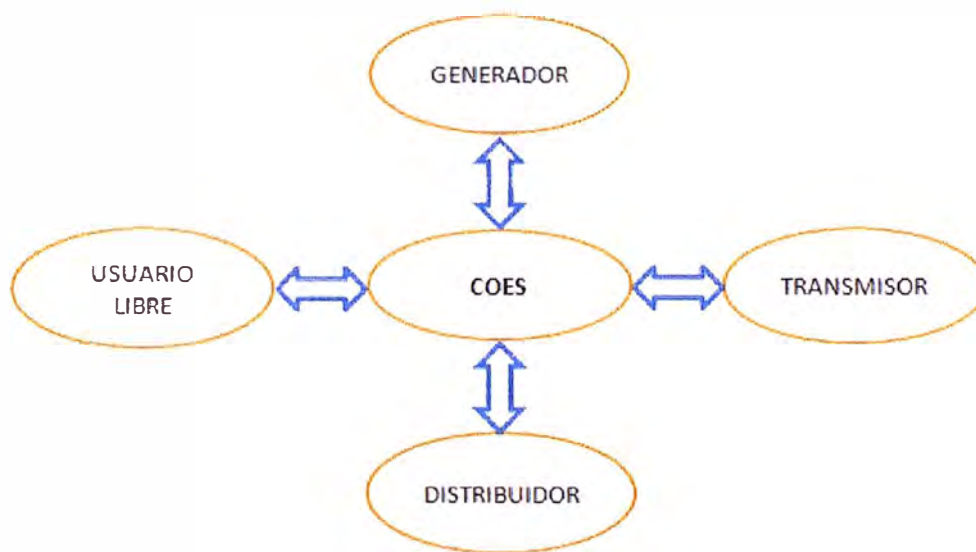


Fig. 2.4 Flujo de comunicación

De este modo, los Integrantes del Sistema en permanente coordinación con el Coordinador del Sistema del COES, monitorean las variables eléctricas de los equipos, coordinan los mantenimientos, maniobras operativas, así como el restablecimiento de las líneas, equipos e instalaciones afectadas por una contingencia.

Siendo el Coordinador, quien supervise el estado de las centrales hidroeléctricas, las unidades térmicas y tenga una visión del estado operativo de todo el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional).

Los objetivos entre los Centros de Control y el Coordinador del Sistema del COES son los

siguientes:

- a) Continuidad, es el suministro ininterrumpido del servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo a las normas y reglamentos aplicables.
- b) Calidad de servicio, es la condición de mantener y tomar las acciones necesarias que permitan controlar las variable eléctricas tales como frecuencia, tensión de acuerdo a norma.
- c) Seguridad, es la habilidad del sistema eléctrico de soportar perturbaciones, el sistema se considera en operación segura cuando sea capaz de soportar la contingencia sin la acción de esquemas de control suplementarios.
- d) Economía, implica el menos costo de producción de la energía kWh, resultante del uso óptimo de los recursos energéticos, considerando las unidades más eficientes, la asignación de potencia, su disponibilidad, las restricciones, el costo y las pérdidas de transmisión.

La supervisión, operación y control en Tiempo Real, como labor de un operador de un centro de control, requiere del intercambio de información confiable y permanente entre los centros de control y las subestaciones e instalaciones que operan.

Los parámetros eléctricos del sistema, el estado de los equipos, los telemandos y el registro de alarmas, entre otros, deben constituir señales confiables que representan el estado real del sistema eléctrico que se traduce de manera visual en el Sistema Scada.

2.7.2 Plan de Restablecimiento

El plan de restablecimiento es el proceso realizado para retornar el fluido eléctrico al usuario final, debe ser estratégico y efectivamente desarrollado para cualquier contingencia independientemente de las circunstancias. Está conformado por un grupo de acciones generales específicas analizadas con anterioridad que deben ser ejecutadas durante el proceso de restablecimiento, los cuales deben ser: flexibles, eficientes y dinámicos.

a) Restablecimiento del Sistema luego de una Pérdida de Generación

Ante la pérdida de bloques de generación se debe considerar lo siguiente:

- Como primera medida se tratará de llevar la frecuencia del SEIN a niveles aceptables a partir de la generación disponible.

De no contar con suficiente reserva rotante que cubra al instante el déficit generado, se procederá a sacar carga hasta nivelar la frecuencia a una desviación aceptable hasta que ingrese generación adicional.

- Verificación de las condiciones de tensión para determinar si es necesario

desconectar reactores, conectar bancos, variar LTC's o aumentar reactivos en las unidades generadoras ubicadas en la zona afectada. De no disponer de lo anterior se ingresarán las unidades disponibles en la referida zona como forzadas para aportar la potencia reactiva necesaria o en su defecto, producir los cortes de carga que surtan este efecto.

- Verificación de los límites de estabilidad, de los flujos de los transformadores y en las líneas de transmisión que no hayan sido afectadas, de ser así, se ingresará más generación para eliminar la sobrecarga o coordinará corte de carga para bajar los referidos flujos de potencia.
- Se comprobará si existe carga restringida, de ser así, se ingresará generación adicional para normalizarla, hasta completar la demanda.
- En caso de haberse utilizado toda la reserva rotante se ordenará el ingreso de reserva fría. De faltar reserva y no contar con generación para suplirla, se abrirán circuitos adicionales para mantener reserva en el SEIN.

b) Restablecimiento del Sistema luego de una Pérdida de Bloques de Demanda

Ante la pérdida de bloques de demanda se debe considerar lo siguiente:

- Llevar la frecuencia del SEIN a niveles aceptables bajando la generación con RPF y RSF. En caso de agravarse la situación del SEIN por una alta frecuencia, se usaran las unidades más rápidas primero para bajar la frecuencia hasta llegar a niveles manejables, evitando así disparos de otros generadores por este concepto.
- Si existen generadores que han tenido salida forzada por alta frecuencia, se evaluará el nuevo nivel de frecuencia. Si la frecuencia sigue alta, se seguirá bajando generación, pudiendo alimentar carga de forma simultánea para contribuir a bajar más rápido la misma. De lo contrario, si la frecuencia resultante es baja, se subirá generación y/o sacará carga simultáneamente para nivelar la frecuencia.

c) Restablecimiento del Sistema luego de un Colapso Total

El colapso total del SEIN es el mayor evento de consideración, por lo que la etapa de recuperación para retornar al estado de operación normal dependerá de qué tan coordinadas y rápidas sean las acciones que se tomen.

De manera general se enuncian los siguientes pasos de coordinación:

- Si después del colapso quedaron unidades girando en vacío de forma independiente, se debe coordinar la puesta en servicio de las unidades disponibles con capacidad de proveer voltaje a barra muerta (Black start), iniciando con ellas la formación de islas eléctricas que puedan permanecer con suficiente estabilidad, utilizando de preferencia

enlaces de transmisión cortos.

La formación de estas islas eléctricas se logrará abriendo todos los circuitos de distribución y los interruptores de transmisión necesarios para habilitar rutas de envío de voltaje a los centros de carga que al menos tengan demandas iguales a los mínimos técnicos de los generadores en giro para fines de estabilizar su operación.

➤ Si quedaron generadores girando en vacío, pero no están en capacidad de entrar a barra muerta, evaluar la posibilidad de envío de tensión a éstos desde otras centrales con esa capacidad. Se controlará la estabilidad de cada generador hasta acoplarse con una isla. Si el tiempo de envío de tensión es superior al tiempo que puede durar el generador girando en vacío de acuerdo a sus características, se optará por sacar estas unidades hasta recibir voltaje estable de una de las islas eléctricas o del SEIN ya restablecido.

➤ Si no han quedado generadores girando en vacío se ordenará el arranque de los generadores necesarios que estén en reserva fría y que puedan entrar a barra muerta.

➤ Con las islas eléctricas ya formadas, se energizará una ruta de transmisión que permita llevar voltaje con suficiente calidad a los generadores que no hayan logrado adquirir tensión, priorizando este envío de acuerdo a su tipo, ubicación y tamaño.

➤ Para controlar la estabilidad de cada isla, se debe controlar el ingreso de los generadores necesarios, de acuerdo al crecimiento de la carga, manteniéndose una vigilancia estricta de las reservas rotantes de las islas formadas, teniendo en cuenta sus estatismos, que siempre es diferente al del SEIN cuando está completo.

➤ Todas las islas eléctricas serán sincronizadas completando la configuración total del SEIN e ingrese al sistema la unidad que completa la generación suficiente para suplir la demanda total.

Para cada restablecimiento, se debe considerar lo siguiente:

➤ En las subestaciones con ausencia de tensión se procederá a aislar todos los sistemas de barras, aperturando sus respectivos interruptores. Esto aplica para todos los niveles de tensión.

➤ Verificar los niveles de tensión de las subestaciones que hayan quedado en servicio y de ser necesario, adecuar el nivel de tensión en coordinación con el COES.

➤ En lo posible, identificar la causa de la falla

➤ Informar al Coordinador los equipos que se encuentren disponibles.

➤ Evaluar la conveniencia de controlar manualmente la frecuencia

➤ Arrancar las unidades hidráulicas o grandes térmicas con Black Start

- Considerar para el sincronismo la desviación de tensión y la frecuencia.
- Iniciar con frecuencias altas e ir tomando carga
- Restablecer los circuitos más cortos y sencillos. Restablecer en pequeñas cargas.
- Verificar la salida de los generadores por baja y alta frecuencia
- No energizar dobles circuitos hasta que tome carga.
- Coordinar la toma de carga de acuerdo a la robustez del sistema y el margen de generación disponible y no conectar transformadores en paralelo hasta que el primero alcance más del 50 % de su carga nominal.

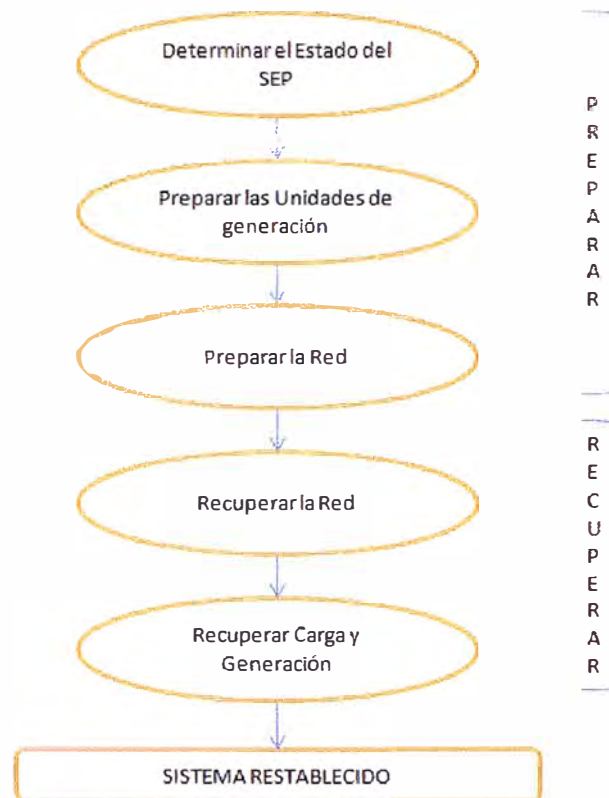


Fig. 2.5 Etapas de restablecimiento

2.8 Problemas de Restauración

2.8.1 Control de Frecuencia

Mantener el balance de Potencia Activa durante el restablecimiento para evitar problemas de frecuencia que puedan llegar a ocasionar pérdidas de generación o de carga agravando la situación

2.8.2 Control de Voltaje

Mantener el balance de potencia reactiva durante el restablecimiento para evitar problemas de voltaje que puedan ocasionar pérdidas de porciones de red adicionales ya recuperada.

2.8.3 Servicio de Black Start

La capacidad de “Black Start” representa la característica que tienen algunos generadores

de arrancar sin la ayuda de suministro eléctrico externo y de estar disponibles para participar en la reenergización del Sistema de Potencia para la sincronización con otros generadores aislados o con del sistema, después de un colapso total o parcial de la red.

2.9 Análisis de Contingencias y de Seguridad

Un sistema cumple con el criterio N-1 si al aplicarle la contingencia sigue en condiciones aceptables de funcionamiento considerando que los flujos en las líneas se mantienen dentro de los límites normales de operación, los voltajes en las barras no superan sus niveles mínimos – máximos de variación y no existen desconexiones forzosas de carga o equipos.

La aplicación del criterio N-1 consiste en la simulación de una pérdida de un componente de la red (línea de transmisión, transformador, o un generador).

Las contingencias aplicadas que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

- a)** Falla simple de un elemento del sistema (un grupo generador, línea de transmisión, transformador).
- b)** Una falla simultánea de los dos circuitos de líneas de doble circuito que comparten las mismas estructuras.
- c)** Situaciones especiales, falla simultánea de un grupo generador y de una línea de interconexión con el resto del sistema.
- d)** Adicionalmente a los criterios anteriores, deberá garantizarse en todos los casos, la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión.

Existen nudos en la red de transporte alimentados por solo dos líneas, en los que ante el fallo o indisponibilidad programadas de una de ellas, dejaría de cumplirse el criterio N-1.

En estos casos, ante el fallo de una de las líneas se deberán tomar medidas urgentes para reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra, se analizará el fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan ocurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema.

En la planificación y autorización de deshabilitación de elementos de los sistemas de protección, se deberá tener en cuenta el estado de evolución a nivel crítico de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falla, de forma que, pueda optarse por

abrir tomar medidas adicionales, tales como, anular recierres, acelerar los disparos en segunda zona, separar barras u otras acciones sobre la topología que impidan que una falla en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que se considere conveniente comprobar la estabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad en el que la contingencia considerada será una falla trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falla se situará en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito en cuestión.

CAPITULO III
EVENTOS HISTORICOS Y ANALISIS DE RESTABLECIMIENTO

3.1 Desconexión de la Línea L-2236 Guadalupe - Chiclayo 220 kV, domingo 18 de julio de 2010 a las 09:39 h

3.1.1 Descripción del Evento

Se produjo recierre no exitoso de la fase “R” de la línea L-2236 Guadalupe - Chiclayo Oeste de 220 kV (propiedad de REP) cuando se transmitía 65.46 MW hacia Chiclayo, debido a rotura de aislador polimérico. Como consecuencia, quedaron fuera de servicio las subestaciones Chiclayo Oeste, Laguna la Niña, Piura Oeste, Talara y Zorritos, con lo cual, se interrumpió una carga 150.7 MW, con lo cual, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 60.45 Hz. Las unidades de generación en servicio previas al evento fueron:

TABLA N° 3.1 Generación previo al evento

	Unidades en servicio (MW)	N de grupos
C.H. Poechos I	5	2
C.H. Poechos II	4	2
C.T. Malacas (TG4)	46.62	1
CH Carhuaquero	37.2	4

La variación de la frecuencia en el Área Norte fue de acuerdo al siguiente gráfico:

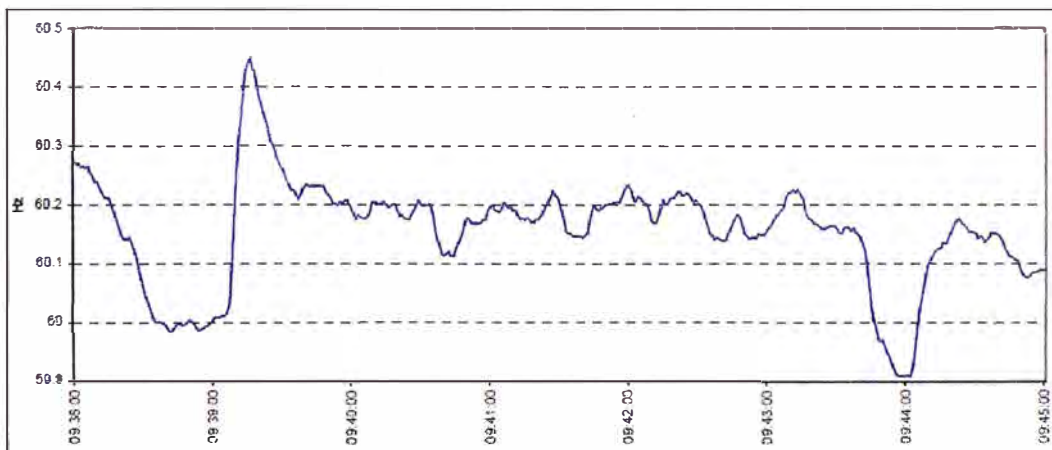


Fig. 3-1 Variación de frecuencia durante el evento

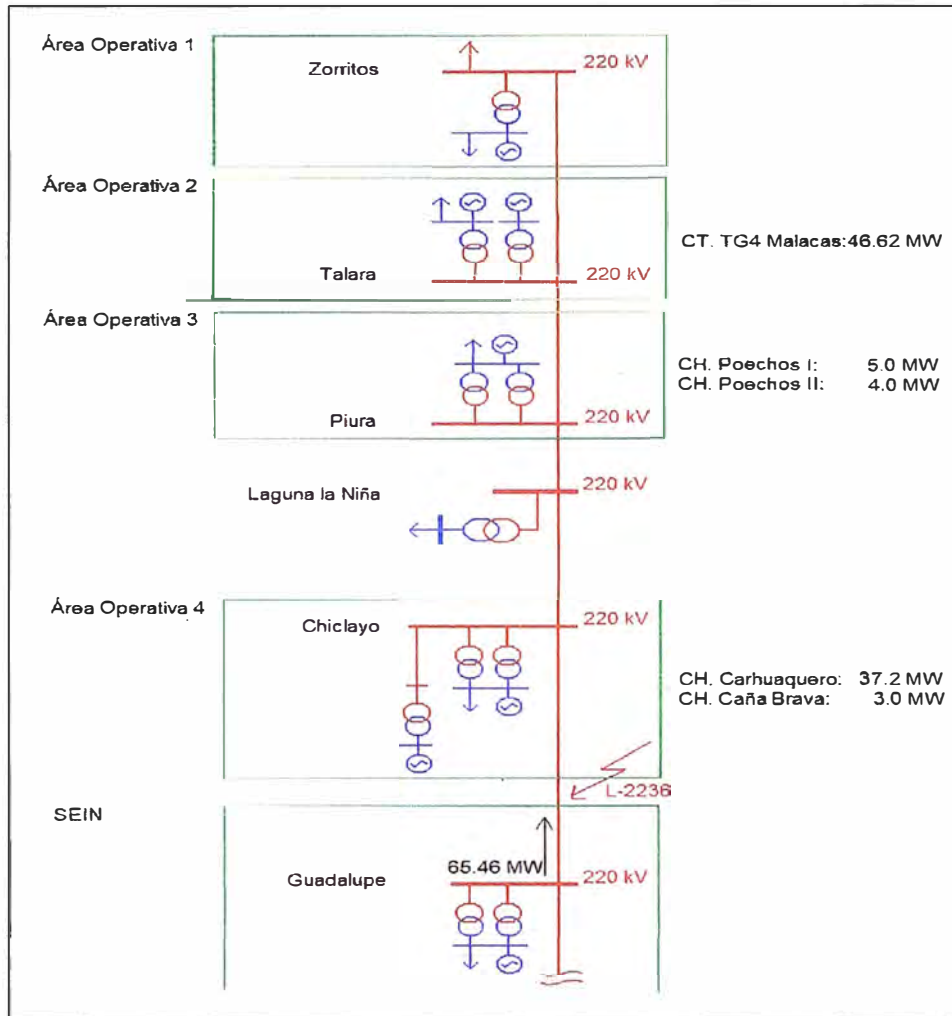


Fig. 3.2 Condiciones operativas previas a la desconexión de la línea L-2236

3.1.2 Secuencia del Restauración

En la figura 3.1 se observa la división de Áreas Operativas que se formaron como consecuencia de la desconexión de la línea L-2236 Guadalupe – Chiclayo, líneas abajo se describen las coordinaciones y maniobras ejecutadas.

a) Área Operativa 1

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 1, se describe en la siguiente tabla:

TABLA N° 3.2 Sistema Aislado Área Operativa 1

#	Hora	Descripción
(1)	09:45 h	COES coordinó el arranque de la C.T. Tumbes
(2)	09:52 h	Arrancó la C.T. Tumbes y se inicio la operación en sistema aislado con las SE Tumbes, Puerto Pizarro, Zarumilla y Mancora.
(3)	09:58 h	En servicio la línea L-6666 (CT Tumbes-Zorritos) de 60 kV con lo cual se energizó la barra de 60 kV de Zorritos.

(4)	10:02 h	En servicio la línea L-6665 (Zorritos-Tumbes) respectivamente, se inició recuperación de carga.
(5)	10:19 h	Se energizó la línea L-6664 (Zorritos-Mancora) de 60 kV.
(6)	11:51 h	ELP informó que la carga máxima de la C.T. Tumbes es 14 MW en sistema aislado y que además presenta problemas de sobretensión en sus unidades. COES coordinó con Enosa rechazar 1 MW.
(7)	14:18 h	COES coordinó rechazar 1 MW en la S.E. Tumbes por bajas tensiones.

Debido al límite de generación de las unidades de Electroperú, ante un restablecimiento en máxima, media o mínima demanda, durante la formación del sistema aislado y normalización de cargas, el Área Operativa 1 tendrá restricción parcial de cargas hasta su respectiva sincronización con el SEIN.

Así mismo, al no contarse con más unidades de generación disponibles en esta Área Operativa, la secuencia de maniobras aplicada durante esta restauración es la correcta.

b) Área Operativa 2

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 2, se describe en la siguiente tabla:

TABLA N° 3.3 Sistema Aislado Área Operativa 2

#	Hora	Descripción
(1)	09:44 h	COES coordinó el arranque a la unidad TG1 de la CT Malacas.
(2)	10:10 h	Arrancó la unidad TG1 de la CT Malacas y se inicio la operación en sistema aislado con la S.E. Malacas. COES autoriza la toma gradual en la S.E. Talara.
(3)	10:41 h	Se procedió a energizar la barra de 13.2 kV de Malacas
(4)	10:43 h	Enosa recupera 1.47 MW de carga interrumpida de la sala de celdas de Malacas. Eepsa informa a Enosa que debido a encontrarse generando 5 MW no puede asumir más carga sin previa autorización del COES
(5)	10:44 h	COES informa a Enosa que existe autorización para recuperar toda la carga en Malacas.
(6)	11:05 h	Enosa culminó la recuperación de carga afectada.

La secuencia de maniobras aplicada durante esta restauración es la correcta, sin embargo se observa que la comunicación e intercambio de información entre empresas no es clara, lo

cual produce demoras durante el restablecimiento.

c) Área Operativa 3

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 3, se describe en la siguiente tabla:

TABLA N° 3.4 Sistema Aislado Área Operativa 3

#	Hora	Descripción
(1)	09:45 h	COES coordinó el arranque de la unidad TG de la C.T. Piura.
(2)	09:51 h	COES coordinó el arranque de las CC.TT. Piura1 y Piura2.
(3)	09:57 h	Arrancó la C.T. Piura 2 y operó en sistema aislado con Piura Centro.
(4)	10:15 h	Sincronizó la unidad TG de la C.T. Piura. Se inició la recuperación gradual de carga en la S.E. Piura Centro.
(5)	10:29 h	Sincronizó la C.T. Piura 1, pero a las 12:03 h desconectó por falla.
(6)	10:34 h	COES coordinó la energización de la línea L-6650 (Piura Oeste-Piura Centro) de 60 kV.
(7)	10:41 h	Se energizó la S.E. Piura Oeste 60 kV a través de la L-6650.
(8)	10:46 h	Se conectó la línea L-6698 (Piura Oeste-Sullana) de 60 kV con lo cual se energizó la S.E. Sullana. No se pudo sincronizar las CH Poechos I y II por bajas tensiones en la S.E. Sullana 55 kV.
(9)	10:47 h	Sinersa informó que se requiere 57 kV como mínimo en la S.E. Sullana para poder sincronizar la C.H. Poechos.
(10)	10:52 h	Se energizó en vacío la línea L-6658 desde la S.E. Piura Oeste por regulación de voltaje.
(11)	10:57 h	Se energizó en vacío la línea L-6654 desde la S.E. Piura Oeste por regulación de voltaje.
(12)	11:00 h	Sinersa informó que no puede ingresar la C.H. Poechos por baja tensión.
(13)	11:19 h	Se energizó la S.E. Paita a través de la L-6654 (Piura Oeste-Paita). Se procedió a conectar los bancos capacitivos en las SS.EE. Paita y Tierra Colorada.
(14)	11:26 h	Se energizó la línea L-6663 (Paita-El Arenal) y se conectó los bancos capacitores de la S.E. Arenal.
(15)	11:32 h	En servicio la línea L-6662B (El Arenal – La Huaca)

(16)	11:32 h	En servicio la C.H. Poechos1 se procedió a recuperar carga de la S.E. Sullana.
(17)	11:40 h	Sinensa informó que la C.H. Poechos2 ingresará en 40 minutos.
(18)	12:12 h	En servicio la C.H. Poechos 2 se procedió a recuperar carga de la S.E. Sullana.
(19)	12:36 h	Se energizó la línea L-6657 a Tejidos de 60 kV desde Piura Oeste.
(20)	14:18 h	Se coordinó con ENOSA rechazar 1 MW por baja tensión en la S.E. Zorritos. La tensión se encontraba con 57 kV.

“El actual procedimiento de restauración del Área Operativa 3 con la unidad TG Piura disponible, considera como primera coordinación el arranque de la unidad TG Piura y el posterior arranque de las unidades Piura1 y Piura2.”

De acuerdo al procedimiento aplicado, en el numeral (1 y 2) indica que la orden de arranque de la CT Piura2 se dio 6 minutos después que la solicitada a la TG Piura y arranco 6 minutos después de su requerimiento, es decir, tomó 12 minutos para empezar la recuperación de carga a diferencia de la TG Piura que tomo un tiempo total de 30 minutos para entrar en servicio, sincronizar con la CT Piura 2 y empezar a tomar carga.

De acuerdo a las características técnicas de las máquinas y considerando el tiempo de sincronización, como tiempo adicional de corte de suministro necesario y requerido para que las unidades Piura TG, Piura 1 y Piura 2 se encuentren listas para generar y restaurar cargas:

TABLA N° 3.5 Características Unidades de Piura

Unidad	Tiempo de sincronización (declarado)	Black Start
Piura TG	15	No
Piura 1	15	No
Piura 2	15	Si

Se debe de considerar lo siguiente:

Las unidades TG Piura y C.T. Piura 1 podrán ingresar en sistema aislado, luego de haber ingresado la C.T. Piura 2.

Luego de sincronizar las unidades Piura TG y Piura 2, la Piura TG será quien regule la frecuencia en sistema aislado.

El proceso de restablecimiento luego de recuperar parcialmente las cargas de Piura Centro requiere la energización de la barra de 60 kV para la posterior restauración de cargas en el anillo 60 kV, es por ello que en el numeral (7) se realiza la maniobra de energización de la barra. Sin embargo, debido al déficit de generación en el área Piura, y la falta de unidades de Black Start en el anillo, las unidades requieren tensiones mínimas de operación para su puesta en servicio. El procedimiento actual no considera la caída de tensión lo cual produce mayor tiempo de interrupción de suministro.

El plan de restablecimiento no considera como requerimiento operativo de regulación de tensión la energización en vacío de las líneas L-6658 (Piura - La Unión) y L-6654 (Piura - Paita) desde la barra 60 kV de la S.E. Piura Oeste, las cuales, debido a su efecto Ferranti, se comportan como elementos capacitivos. Tampoco considera la conexión de los bancos en las SS.EE. Paita y el Arenal, las cuales se realizaron a criterio del coordinador del COES de acuerdo a los numerales (10, 11, 13 y 14). Sin embargo y debido a su importancia para la puesta en servicio de las unidades Poechos I, II, es necesario sean incluidas como instrucción de maniobra operativa en el procedimiento de restauración del Área Operativa 3.

d) Área Operativa 4

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 2, se describe en la siguiente tabla:

TABLA N° 3.6 Sistema Aislado Área Operativa 4

#	Hora	Descripción
(1)	09:51 h	COES coordinó energizar la S.E. Carhuaquero 220 kV con la CH Carhuaquero.
(2)	10:36 h	Desconectaron las unidades G1 y G3 de la C.H. Carhuaquero las cuales habían arrancado para operar en sistema aislado al momento de energizar la barra de 220kV de la S.E. Carhuaquero.
(3)	11:05 h	EGN informó imposibilidad de energización de la barra de 220 kV debido a problemas internos.
(4)	11:15 h	EGN informó nuevamente imposibilidad de energización de la barra de 220 kV por problemas internos.
(5)	11:22 h	EGN informó que la energización de la barra 220 kV por medio de la C.H. Carhuaquero provoca el disparo de la protección y parada del

		grupo por lo que queda bajo inspección.
(6)	12:11 h	EGN informó la energización de la S.E. Carhuaquero 220 kV con 2 unidades.
(7)	12:14 h	Se energizó la línea L-2240 desde Carhuaquero.
(8)	12:14 h	Se energizó la S.E. Chiclayo Oeste 220 kV.
(9)	12:15 h	Se energizó el transformador T16-260 en vacío en la S.E. Chiclayo Oeste.
(10)	12:20 h	Desconectaron las unidades G1 y G3 de la C.H. Carhuaquero por causas que se investigan.
(11)	12:26 h	Se energizó la línea L-2240 desde Carhuaquero.
(12)	12:27 h	Se energizó la S.E. Chiclayo Oeste 220 kV.
(13)	12:27 h	Se energizó el transformador T14-260 en vacío en la S.E. Chiclayo Oeste.
(14)	12:27 h	Se energizó la barra de 60 kV en la S.E. Chiclayo Oeste. COES coordinó conectar el SVC de la S.E. Chiclayo. REP informó que demoraría el ingreso del SVC.
(15)	12:28 h	ENSA informó que su bloque de carga más pequeño en Chiclayo es 2.2 MW.
(16)	12:28 h	COES coordinó con EGN mantener la frecuencia en 60.3 Hz para facilitar recuperación de cargas.
(17)	12:28 h	COES coordinó recuperar 2.2 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(18)	12:31 h	COES coordinó recuperar 2.8 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(19)	12:33 h	COES coordinó recuperar 2.5 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(20)	12:35 h	EGN informó la desconexión de la CH Carhuaquero por causas que se investigan.
(21)	12:44 h	Se energizó la línea L-2240 desde Carhuaquero.
(22)	12:46 h	Se energizó la S.E. Chiclayo Oeste 220 kV.
(23)	12:47 h	Se energizó el transformador T16-260 en vacío en la S.E. Chiclayo Oeste.
(24)	12:48 h	Se energizó la barra de 60 kV en la S.E. Chiclayo Oeste. Se coordinó conectar el SVC de la S.E. Chiclayo.
(25)	12:52 h	En servicio el SVC de la S.E. Chiclayo Oeste.

(26)	12:52 h	ENSA informó que su bloque de carga más pequeño en Chiclayo es 1.5 MW.
(27)	12:52 h	COES coordinó con EGN mantenga su frecuencia en 60.3 Hz.
(28)	12:53 h	COES coordinó recuperar 1.5 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(29)	12:56 h	COES coordinó recuperar 1.5 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(30)	12:59 h	COES coordinó recuperar 2 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(31)	13:00 h	COES coordinó recuperar 2 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(32)	13:03 h	COES coordinó recuperar 2 MW en la S.E. Chiclayo Oeste 60 kV.
(33)	13:05 h	EGN informó la desconexión de la CH Carhuaquero.
(34)	13:10 h	REP informo que la S.E. Chiclayo se encuentra energizada por lo que se procedió a conectar el transformador T16-260, debido a su desconexión por causa desconocida.
(35)	13:10 h	COES solicitó a EGN verificar la disponibilidad de la central. Posteriormente informó que solo había desconectado un grupo (G3) en la C.H. Carhuaquero.
(36)	13:11 h	Se energizó la barra de 60 kV en la S.E. Chiclayo Oeste a través del transformador T16-260. La S.E. Jaen operó en sistema aislado con las C.H. Muyo, La Pelota y Quanda.
(37)	13:14 h	Desconectó nuevamente la C.H. Carhuaquero por causas que se investigan. La central quedó indisponible.
(38)		Luego de realizar diversos intentos de operación en sistema aislado, el CC-EGN a las 13:14 h informó que la C.H. Carhuaquero quedó indisponible por inspección. A las 16:22 h informó que la C.H. Carhuaquero se encontró disponible.
(39)	13:23 h	EGN informó la desconexión de la C.H. Carhuaquero por causas que se investigan.

El procedimiento aplicado para la restauración del Área Operativa 4 de acuerdo a los numerales (17, 18 y 19) no se encuentran acordes al procedimiento de restablecimiento del COES, el cual indica que, con la finalidad de evitar la desconexión de las unidades por variaciones de frecuencia y/o tensión, los bloques máximos para toma de carga en sistema aislado deben ser de hasta 2 MW por grupo, adicionalmente, el procedimiento de restauración no se encuentra actualizado ya que el bloque mínimo de carga declarado por

ENSA es de 2.2 MW. Como consecuencia, en los numerales (10, 33 y 37), desconectaron las unidades de la C.H. Carhuaquero debido a la actuación de su protección de sobrefrecuencia.

De acuerdo a la tabla N° 3.7, el restablecimiento del Área Operativa 4 se puede iniciar con la puesta en servicio de las unidades G1, G2 o G3, en caso de requerirse suministrar mayor carga y considerando los tiempo de sincronización, el procedimiento debe indicar que de acuerdo a su disponibilidad, el siguiente grupo a ingresar (luego de estar las unidades G1, G2 y G3 en servicio) debe ser el G4 y posteriormente la C.H. de Caña Brava (dependiendo de su caudal disponible) y luego la C.T. Chiclayo.

TABLA N° 3.7 Características Unidades de Chiclayo

Unidad	Tiempo de sincronización (declarado)	Black Start
Carhuaquero G1	3	Si
Carhuaquero G2	3	Si
Carhuaquero G3	3	Si
Carhuaquero G4	6	No
Caña Brava	3	No
Chiclayo SLZ1	15	No
Chiclayo SLZ1	15	No
Chiclayo GMT1	15	No
Chiclayo GMT2	15	No
Chiclayo GMT3	15	No

El procedimiento de maniobras de restauración del COES tiene como secuencia la energización de la barra 60 kV de la S.E. Chiclayo, la puesta en servicio de los dos transformadores (T14-261 y T16-261) y la posterior conexión de los servicios auxiliares y el SVC-2. Sin embargo, ya que, la toma de carga es progresiva, el procedimiento debe mencionar que el segundo transformador se conectara luego de coordinar con las distribuidoras la energización de sus líneas, con lo cual, luego se procederá la energización del segundo transformador. De este modo, las acciones tomadas en los numerales (23 y 25) son las más recomendables para minimizar tiempos de restauración.

El plan de restablecimiento del sistema aislado del Área Operativa 4 inicia con el ingreso de dos unidades de Carhuaquero como mínimo, esto se debe a la capacidad de los grupos

de absorber la potencia reactiva cuando se energiza la línea L-2240 desde la S.E. Carhuaquero.

3.2 Desconexión de la Línea L-2238 Chiclayo Oeste - Piura 220 kV, sábado 25 de abril de 2009 a las 04:45 h

3.2.1 Descripción del Evento

Desconectó la línea L-2238 (Chiclayo Oeste - Piura) de 220 kV (propiedad de REP) cuando transmitía 62.2 MW hacia Piura debido a falla bifásica en las fases “S-T” ocasionada por rotura de aislador en la fase “S”. Como consecuencia se produjo una disminución de frecuencia del área Piura - Zorritos, lo cual ocasionó la salida de servicio de la unidad TG4 de la C.T. Malacas quedando las SS.EE. Piura Oeste, Talara y Zorritos desenergizadas, con lo que se interrumpió un total de 91.5 MW. Así mismo, en la S.E. Chiclayo Oeste se produjo una disminución de carga de 6.9 MW por oscilación de tensión en el instante de la falla. Las unidades de generación en servicio previas al evento fueron:

TABLA N° 3.8 Unidades en servicio, condición pre-falla

Unidades	MW	N de grupos
C.H. Poechos	11.8	2
C.H. Curumuy	15.99	2
C.T. Malacas (TG4)	15.15	1

TABLA N° 3.9 Unidades de reserva fría

Unidades	MW	N de grupos
C.T. Piura1	7.0	2
C.T. Piura2	1.2	1
C.T. Sullana	6.2	3
C.T. Paita2	1.8	2
C.T. Tumbes	16	2
C.T. Malacas	30	2

TABLA N° 3.10 Unidades indisponibles por mantenimiento

Unidades	MW
C.T. Chiclayo Oeste (GMT1)	4.19
C.T. Chimbote TG1	21.38

C.T. Paita 1 (EMD)	2.01
C.T. Piura 2 (MIR1)	1.24
C.T. Piura TG	18.61

La variación de la frecuencia en el Área Norte fue de acuerdo al siguiente gráfico:

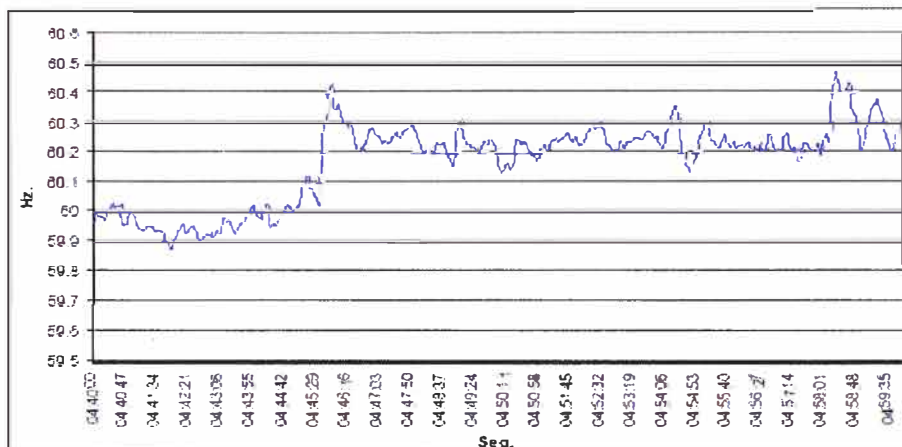


Fig. 3.3 Variación de frecuencia durante el evento

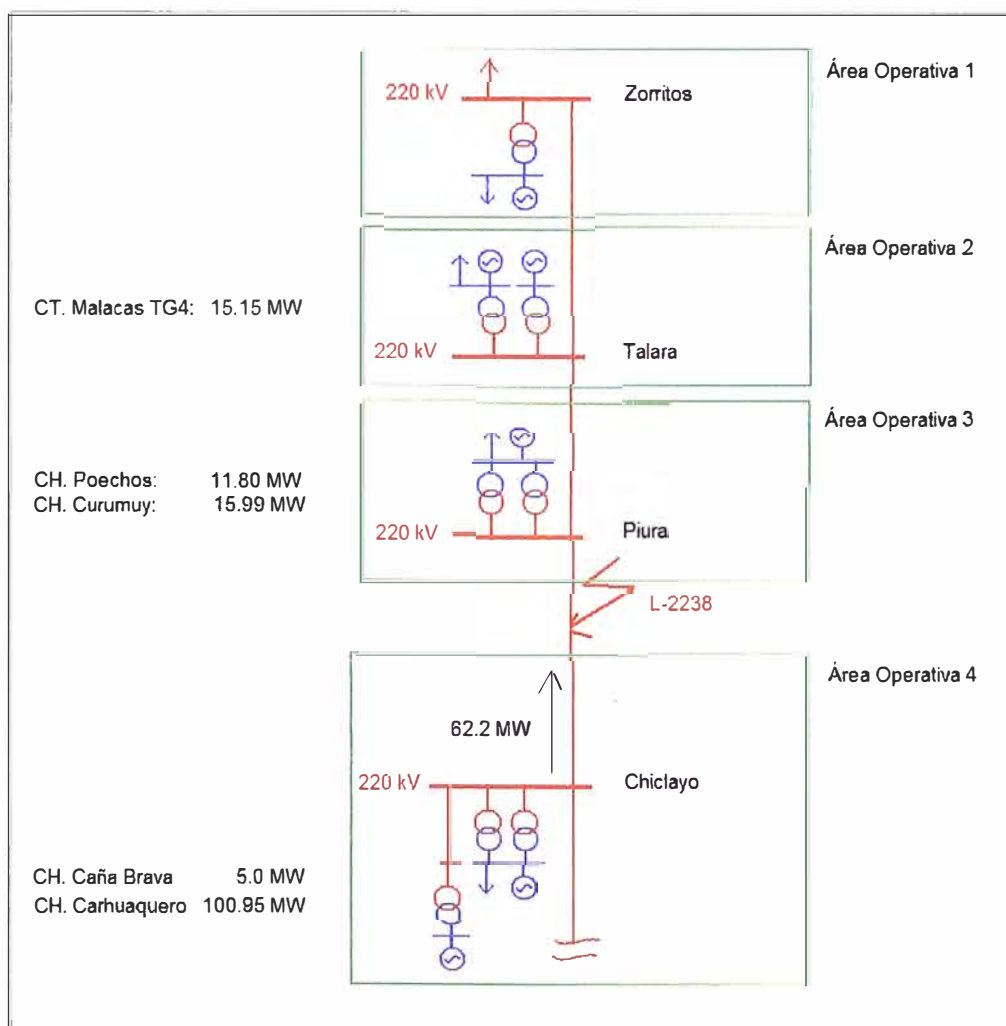


Fig. 3.4 Condiciones operativas previas a la desconexión de la línea L-2236

3.2.2 Secuencia de Restauración

a) Área Operativa 1

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 1, se describe en la siguiente tabla:

➤ Secuencia Sistema Aislado

TABLA N° 3.11 Sistema Aislado Área Operativa 1

#	Hora	Descripción
(1)	04:48 h	COES coordinó arrancar la CT Tumbes para operar en sistema aislado.
(2)	05:17 h	En servicio la unidad MAK1 de la CT Tumbes para operar en sistema aislado con la carga de Zorritos y se inició la recuperación de carga.
(3)	05:18 h	En servicio la unidad MAK2 de la CT Tumbes para operar en sistema aislado con la carga de Zorritos y se inició la recuperación de carga.
(4)	05:58 h	En servicio la línea L-6665 (Zorritos-Tumbes) de 60 kV
(5)	06:48 h	En servicio la línea L-6664 (Zorritos-Mancora) de 60 kv
(6)	06:08 h	COES coordinó con ENOSA y ELP para recuperar gradualmente la carga de la S.E. Tumbes 60 kV. A las 06:27 h se culminó su recuperación.
(7)	07:06 h	Salió fuera de servicio la C.T. Tumbes debido a que Enosa conectó más carga de la permitida por el Coordinador.
(8)	07:28 h	Entró en servicio nuevamente la CT Tumbes para operar en sistema aislado con la carga de Zorritos.
(9)	07:35 h	En servicio la línea L-6664 (Zorritos-Mancora) de 60 kV
(10)	07:48 h	En servicio la línea L-6665 (Zorritos-Tumbes) de 60 kV

➤ Análisis de la secuencia de acuerdo al procedimiento de restauración establecido por el COES

El plan de restablecimiento señala los máximos bloques de carga a restaurar en un sistema aislado correspondiente al Área Operativa 1, sin embargo, para una mejor coordinación en la restauración del sistema, el procedimiento requiere considerar el seguimiento de los bloques de la carga asumidos por las distribuidoras.

De acuerdo a lo acontecido en el numeral (6) el COES debe instruir la toma de carga a las distribuidas en coordinación con las unidades generadoras para ejercer un restablecimiento seguro y evitar desconexiones por variaciones de frecuencia o tensión.

b) Área Operativa 2

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 2, se describe en la siguiente tabla:

➤ **Secuencia Sistema Aislado**

TABLA N° 3.12 Sistema Aislado Área Operativa 2

#	Hora	Descripción
(1)	04:47 h	Se coordinó arrancar la unidad TG2 de la CT Malacas para operar en sistema aislado.
(2)	05:11 h	En servicio la unidad TG2 de la CT Malacas operando en sistema aislado con la carga de Talara y se inició la recuperación de carga.
(3)	09:19 h	Durante la operación aislada del sistema Talara se produjo actuación del esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia, debido a una inadecuada regulación de frecuencia de la unidad TG2 de la C.T. Malacas

➤ **Análisis de la Secuencia de acuerdo al Procedimiento de Restauración Establecido por el COES**

El procedimiento de restablecimiento y formación de un sistema aislado del Área Operativa 2 Talara, considera como condición inicial el arranque una de las unidades TG-1 o TG-2 de acuerdo a su costo variable, sin embargo, debido a la carga actual de Talara actualmente se requiere el ingreso de sus dos unidades para la regulación de frecuencia. Es por ello que en el numeral (3) se observa la actuación de rechazo de carga por mínima frecuencia.

c) Área Operativa 3

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 3, se describe en la siguiente tabla:

➤ **Secuencia Sistema Aislado**

TABLA N° 3.13 Sistema Aislado Área Operativa 3

#	Hora	Descripción
(1)	04:48 h	COES coordinó arrancar las CC.TT. Sullana y Piura para operar en sistema aislado.
(2)	05:00 h	En servicio la unidad Alco3 de la C.T. Sullana para operar en sistema

		aislado con la carga de Sullana. Se coordinó con EGN energizar la barra de 10 kV y la barra de 60 kV de la S.E. Sullana.
(3)	05:20 h	Salió de servicio la CT Sullana por falla de sus servicios auxiliares al no completar su secuencia de sincronización.
(4)	05:23 h	En servicio la unidad Mirless 4 de la C.T. Piura 2 para el arranque de la C.T. Piura 1.
(5)	05:55 h	En servicio la unidad GMT1 de la CT Piura 1 para operar en sistema aislado con la carga de Piura
(6)	05:58 h	Se energizo la línea L-6650 (Piura Centro-Piura Oeste) desde la S.E. Piura Centro. Se procedió a energizar la barra de 60 kV de la S.E. Piura Oeste.
(7)	06:01 h	Se energizó la línea L-6698 (Piura Oeste-Curumuy) con el fin de sincronizar la C.H. Curumuy.
(8)	06:30 h	EGN sacó fuera de servicio la unidad Mirless 4 de la C.T. Piura 2 debido a que no estaba alimentando ninguna carga.
(9)	06:38 h	Se coordinó energizar el transformador Zarumilla y Puerto Pizarro
(10)	06:40 h	Salió de servicio la C.T. Piura1 cuando se intentaba sincronizar la C.H. Curumuy.
(11)	06:45 h	En servició nuevamente la unidad Mirless 4 de la C.T. Piura para operar en sistema aislado con la carga de Piura
(12)	07:31 h	Se energizó la línea L-6650 (Piura Centro - Piura Oeste) desde la S.E. Piura Centro. Se procedió a energizar la barra de 60 kV de la S.E. Piura Oeste.
(13)	07:32 h	En servicio la línea L-6666 (Zorritos - CT Tumbes).
(14)	07:34 h	Se energizó la línea L-6698 (Piura Oeste-Curumuy) con el fin de sincronizar la C.H. Curumuy la cual requería una frecuencia estable de 59.5 Hz y una tensión en barras 60.5 kV para sincronizar con la C.T. Piura 1.
(15)	08:02 h	Colapsó el sistema aislado formado por la C.T. Piura1-CH Curumuy cuando se conectó una carga de 1.2 MW en Piura Centro, la frecuencia estaba en 61.5 Hz.
(16)	08:20 h	En servicio la unidad Mirless 4 de la C.T. Piura 2 para suministrar

		energía a los SSAA de la C.T. Piura 1.
(17)	08:38 h	Se energizó la línea L-6650 (Piura Centro-Piura Oeste) desde la S.E. Piura Centro. Se procedió a energizar la barra de 60 kV de la S.E. Piura Oeste.
(18)	08:40 h	Se energizó la línea L-6698 (Piura Oeste-Curumuy) con el fin de sincronizar la CH Curumuy, la cual requería una frecuencia estable de 59.5 Hz y una tensión de barras 60.5 kV para sincronizar con la C.T. Piura 1.
(19)	09:10 h	En servicio la unidad GMT2 de la C.T. Piura 1, operando en paralelo con la unidad Mirless y el GMT1.
(20)	10:01 h	Colapsó el sistema aislado formado por la C.T. Piura 1 y la CH Curumuy por causa que se investigan, previamente la C.H. Curumuy salió fuera de servicio y volvió a sincronizar con la CT Piura 1 en sistema aislado, cuando se conectó una carga de 0.6 MW. (Enosa secciono un alimentador en la S.E. Piura Centro).
(21)	10:02 h	Se coordinó con Enosa y Egenor dejar fuera de servicio las cargas interrumpidas.

➤ **Análisis de la secuencia de acuerdo al procedimiento de restauración establecido por el COES**

En el numeral (8) del procedimiento aplicado, la unidad Mirless 4 de la CT Piura 2 se desconectó manualmente por no alimentar carga. Debido a la indisponibilidad de la TG Piura y siendo las únicas unidades que puedan alimentar la carga de Piura Centro, el procedimiento de restauración debe considerar la toma de carga considerando las CCTT. Piura 1 y Piura 2 en servicio.

Debido a la indisponibilidad de la línea L-6662 (El Arenal-Sullana) las unidades Sullana, Poechos I y II y Curumuy, las cuales no cuentan con Black Start, sin embargo se encontraban disponibles, son dependientes del ingreso de la C.T. Piura 2 o de la C.T. Paita 2, en este caso, el restablecimiento debió considerar el ingreso de la CT Paita 2 para el posterior arranque de las ubiques en mención.

Así mismo, el nivel de tensión requerido para la energización de estas unidades puede optimizarse con la conexión en vacío de las líneas L-6651 (Piura-La Unión), L-6658 (Piura-Sullana) y L-6657 (Piura-Chulucanas)

En el numeral (15) la C.T. Piura 1 colapsó debido a la toma de carga en el sistema formado Piura 1 - C.H. Curumuy. Sin embargo, si el proceso de restauración hubiese considerado el arranque de la C.T. Paita2 para que entren en servicio las unidades Sullana Poechos I y II y Curumuy se pudo evitar el colapso de este sistema.

d) SEIN

➤ **Secuencia de maniobras**

TABLA N° 3.14 Restablecimiento con el SEIN

#	Hora	Descripción
(1)	04:48 h	Desconectó la unidad G3 de la CH Carhuaquero por actuación de su protección de pérdida de excitación.
(2)	05:14 h	REP solicitó una prueba de energización de la línea L-2238.
(3)	05:15 h	Se realizó una prueba de energización de la línea con resultado negativo. Como consecuencia se produjo una disminución de carga de 5.4 MW en la S.E. Chiclayo Oeste por oscilación de tensión.
(4)	05:24 h	En servicio la unidad G3 de la C.H. Carhuaquero.
(5)	12:45 h	Se desconectó la línea L-2238 luego de mantenimiento correctivo y se inició las maniobras para recuperar la carga de Piura.
(6)	12:47 h	Se conectó el transformador T15-261 y se energizó las barras de 10 y 60 kV de la S.E. Piura Oeste.
(7)	12:49 h	Se conectaron las líneas L-6650 y L-6698 y con ello se inició la normalización de los suministros interrumpidos en la S.E. Piura
(8)	13:03 h	Se conectó la línea L-2248 (Piura Talara) y se inició las maniobras para recuperar la carga de Zorritos.
(9)	13:10 h	Se energizaron la línea L-2249 y el transformador T33-261 de la S.E. Zorritos.
(10)	13:12 h	Se energizó el transformador T20-21 de la S.E. Talara.
(11)	13:21 h	Se sincronizó el sistema aislado Tumbes con el SEIN mediante el cierre del interruptor de 60 kV del transformador T33-261 de la S.E. Zorritos.
(12)	13:27 h	Se sincronizó el sistema aislado Talara con el SEIN mediante cierre del interruptor de 13.2 kV del transformador T20-21 de la S.E. Talara.

3.3 Colapso del Área Aislada Chiclayo Oeste - Zorritos, domingo 18 de enero 2009 a las 14:11 h

3.3.1 Descripción del evento

Se produjo el colapso del sistema aislado Chiclayo Oeste - Zorritos debido a la desconexión de los grupos G1, G2, G3 y G4 de la C.H. de Carhuaquero (propiedad de Egenor) con 79 MW, debido a causa no informada por Egenor, con lo que se interrumpió 134.54 MW. En el momento del evento, la línea L-2236 (Guadalupe - Chiclayo Oeste) se encontraba fuera de servicio por mantenimiento. Las condiciones operativas previas al evento fueron las siguientes:

TABLA N° 3.15 Unidades en servicio, condición pre-falla

Unidades	MW	N de grupos
C.H. Curumuy	11.95	2
C.H. Poechos	15.21	2
C.T. Malacas	40.45	1
C.H. Carhuaquero	79.00	4
C.H. Caña Brava	5.19	1

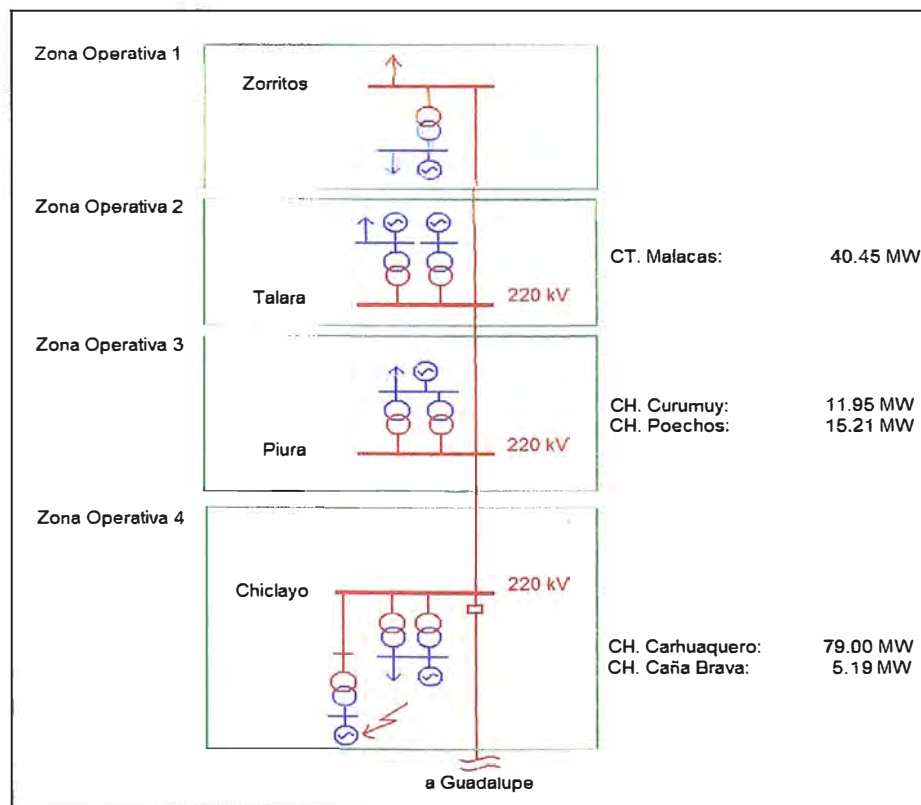


Fig. 3.5 Condiciones operativas previas a la desconexión de los grupos de Carhuaquero

3.3.2 Secuencia de Restauración

a) Área Operativa 1

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 1, se describe en la siguiente tabla:

➤ Secuencia Sistema Aislado

TABLA N° 3.16 Sistema Aislado Área Operativa 1

#	Hora	Descripción
(1)	14:14 h	COES coordinó con CC-ElectroPerú el arranque de C.T. Tumbes, en aislado.
(2)	14:45 h	La unidad Mak-2 de C.T. Tumbes disponible para tomar carga (la unidad Mak-1 se encontraba fuera de servicio por mantenimiento).
(3)	15:02 h	ENOSA tomó 0.6 MW de carga en Tumbes, en aislado con la C.T. Tumbes.
(4)	15:10 h	Colapsó la unidad Mak-2 de CT Tumbes por su protección de sobrefrecuencia.
(5)	15:20 h	Unidad Mak-2 de CT Tumbes disponible para tomar carga.
(6)	15:32 h	ENOSA tomó 0.6 MW de carga en Tumbes, en aislado con la CT Tumbes.
(7)	15:34 h	Colapsó la unidad Mak-2 de CT Tumbes.

➤ Análisis de la Secuencia de acuerdo al Procedimiento de Restauración Establecido por el COES

De acuerdo al numeral 3.3.3.1 (4) a las 15:10 h, la unidad Mak-2 salió fuera de servicio por su protección de sobrefrecuencia.

El plan de restablecimiento actual, limita la coordinación y responsabilidad del coordinador COES en solicitar a las empresas generadoras y distribuidoras tener sus instalaciones listas para la normalización de cargas. Sin embargo, en un sistema aislado, la reposición gradual de las mismas debe ser coordinada para evitar colapsos por variaciones de frecuencia o tensión.

b) Área Operativa 2

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 2, se describe en la siguiente tabla:

➤ Secuencia Sistema Aislado

TABLA N° 3.17 Sistema Aislado Área Operativa 2

#	Hora	Descripción
(1)	14:15 h	COES coordinó el arranque de las unidades TG1 y TG2 de C.T. Malacas.
(2)	14:37 h	CC-EEPSA informó falla en arranque de la TG2 de la C.T. Malacas.
(3)	15:19 h	Entró en servicio la TG2 de la C.T. Malacas, en aislado con la carga de Talara.

➤ **Análisis de la Secuencia de acuerdo al Procedimiento de Restauración Establecido por el COES**

Al no contarse con más unidades de generación disponibles en esta Área Operativa y debido al límite de generación de las unidades de Malacas.

Ante un restablecimiento en máxima, media o mínima demanda, durante la formación del sistema aislado y normalización de cargas, el arranque de las dos unidades de generación TG1 y TG2 es la secuencia de maniobras correcta para la restauración.

c) Área Operativa 3

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 3, se describe en la siguiente tabla:

➤ **Secuencia Sistema Aislado**

TABLA N° 3.18 Sistema Aislado Área Operativa 3

#	Hora	Descripción
(1)	14:17 h	COES coordinó el arranque de la CT Paita.
(2)	14:36 h	COES coordinó el arranque de la CT Piura 1 y Piura 2.
(3)	14:41 h	Entró en servicio la CT Piura 2.
(4)	14:42 h	COES autorizó a ENOSA tomar carga en Piura.

➤ **Análisis de la Secuencia de acuerdo al Procedimiento de Restauración Establecido por el COES**

En la secuencia de restauración del Área Operativa 3, se observa demora en la coordinación del arranque de las unidades de la C.T. Piura 1 y de la C.T. Piura 2, por lo tanto, con la finalidad de restablecer las cargas interrumpidas y de minimizar los tiempos de interrupción de suministro, el procedimiento de restauración debe considerar la coordinación del arranque de las unidades que cuentan con Black Start de manera

inmediata y simultánea al restablecimiento del SEIN.

d) Área Operativa 4

La secuencia de formación del sistema aislado correspondiente al Área Operativa 4, se describe en la siguiente tabla:

➤ **Secuencia Sistema Aislado**

TABLA N° 3.19 Sistema Aislado Área Operativa 4

#	Hora	Descripción
(1)	14:22 h	COES coordinó el arranque de la CT Chiclayo.
(2)	14:32 h	COES coordinó el arranque de dos grupos de la CH Carhuaquero.
(3)	14:45 h	En servicio el grupo G3 de la C.H. Carhuaquero en vacío.
(4)	14:46 h	En servicio el grupo G2 de la C.H. Carhuaquero
(5)	14:47 h	EGN informó la disponibilidad de la C.H. Carhuaquero.
(6)	14:49 h	Se energizó la línea L-2240, desde Chiclayo Oeste.
(7)	14:51 h	Se cerró el interruptor de la línea L-2240 en Chiclayo Oeste.
(8)	14:52 h	COES coordinó ingresar con un transformador en Chiclayo Oeste.
(9)	14:53 h	COES coordinó el ingreso del SVC de Chiclayo Oeste.
(10)	14:54 h	En servicio el transformador T14-261 de Chiclayo Oeste.
(11)	14:55 h	COES autorizó a ENSA a tomar carga en Chiclayo de manera progresiva.
(12)	14:55 h	Entró en servicio el SVC de Chiclayo Oeste.
(13)	14:58 h	COES autorizó energizar el transformador T16-261 de Chiclayo Oeste, y bajar tensión con el SVC.
(14)	15:09 h	COES coordinó energizar la línea L-2238 desde Chiclayo Oeste.
(15)	15:10 h	Entró en servicio la línea L-2238, con el reactor conectado en el extremo de Piura Oeste.
(16)	15:12 h	Salió de servicio la línea L-2238, por actuación de su protección de sobretensión (260 kV).
(17)	15:16 h	Colapso la C.H. Carhuaquero por la actuación de su protección de secuencia negativa.
(18)	15:30 h	Entró en servicio el grupo G2 de la C.H. Carhuaquero.
(19)	15:34 h	Entró en servicio el grupo G3 de la C.H. Carhuaquero.
(20)	15:38 h	Se energizó la subestación de Chiclayo Oeste con la línea L-2240 y se

		energizaron los transformadores T16-261 y T14-261.
(21)	15:39 h	COES coordinó recuperar lado de 60 kV Chiclayo y el SVC.
(22)	15:40 h	Colapsó la C.H. Carhuaquero por la actuación de su protección de secuencia negativa.
(23)	15:48 h	Entró en servicio el grupo G2 de la CH Carhuaquero.
(24)	15:52 h	Entró en servicio el grupo G3 de la CH Carhuaquero.

➤ **Análisis de la Secuencia de acuerdo al Procedimiento de Restauración Establecido por el COES**

De acuerdo al procedimiento de restauración establecido por el COES, la secuencia de maniobras ejecutada es la correcta.

e) SEIN

3.3.2.1 Secuencia de maniobras

TABLA N° 3.20 Restablecimiento con el SEIN

#	Hora	Descripción
(1)	14:23 h	COES coordinó con REP la suspensión del mantenimiento de la línea L-2236.
(2)	15:53 h	CC-REP informó de la disponibilidad de la línea L-2236.
(3)	15:56 h	CC-EGENOR informó la disponibilidad de la CH Carhuaquero, con dos generadores girando en vacío.
(4)	15:57 h	Entró en servicio la Guadalupe – Chiclayo Oeste (L-2236), con el reactor de Guadalupe conectado.
(5)	15:57 h	COES coordinó poner en servicio el SVC de Chiclayo Oeste.
(6)	15:58 h	Se energizó el transformador T16-261 de Chiclayo Oeste.
(7)	15:59 h	Se energizó el transformador T14-261 de Chiclayo Oeste.
(8)	16:03 h	Entró en servicio el SVC Chiclayo de Chiclayo Oeste.
(9)	16:05 h	Se energizó la línea L-2238 con el reactor de Piura Oeste conectado.
(10)	16:05 h	Se energizó el transformador T15-261 de Piura Oeste.
(11)	16:06 h	Se energizó la línea L-2240 desde Chiclayo Oeste.
(12)	16:07 h	Se energizó el transformador T32-261 de Piura Oeste.
(13)	16:07 h	Entró en servicio la línea de 60 kV L- 6657 a Chulucanas.
(14)	16:09 h	COES coordinó suspender el arranque de CT Tumbes.

(15)	16:11 h	Se coordinó la energización de las líneas de 60 kV L-6651 (Textil Piura) y L-6698 (CH Curumuy, Sullana)
(16)	16:15 h	Entró en servicio la línea Piura Oeste – Talara (L-2248)
(17)	16:17 h	COES autorizó la recuperación total de los suministros de ENSA en Chiclayo.
(18)	16:17 h	Entró en servicio la línea Talara – Zorritos (L-2249)
(19)	16:20 h	COES coordinó la recuperación total de los suministros en Zorritos.

CAPITULO IV

CRITERIOS DE RESTAURACIÓN

4.1 Criterios de Restauración de acuerdo a las Áreas Operativas del Sistema Norte

De acuerdo a los procedimientos de restauración establecidos por el COES, a su aplicación durante contingencias en el Área Operativa Norte y considerando las características técnicas de las unidades de generación, se establecen lo siguientes criterios de coordinación:

4.1.1 Área Operativa 1

a) Siendo la carga del Área Operativa 1 en mínima demanda de 22 MW y considerando las siguientes características técnicas de las unidades de generación de la C.T. Tumbes (MAK1 y MAK2):

TABLA N° 4.1 Características Unidades de Tumbes

Unidad	Tiempo de sincronización (declarado)	Black Start
C.T. Tumbes MAK1	15	Si
C.T. Tumbes MAK2	15	Si

El procedimiento de restauración debe considerar, el arranque simultáneo de las dos unidades de generación, lo cual permitirá la reposición de mayor carga en el sistema aislado Tumbes - Zorritos.

b) Luego de un colapso del Área Norte, el Área Operativa 1 no podrá considerar poner en servicio el área operativa 2 debido a los reactivos que aportaría la energización de la línea L-2249 (Zorritos-Talara) desde Zorritos, son mayores a los que puede absorber los grupos de la C.T. Tumbes, lo cual provocaría la actuación de sus protecciones de subexcitación y desconexión de sus unidades.

c) La restauración de esta área operativa, solo se podrá considerar con la puesta en servicio de los grupos de la C.T. Tumbes. En caso, las unidades de la C.T. Tumbes no se

encuentren disponibles o la línea L-6666 (Zorrito-Tumbes) presente indisponibilidad, la normalización de la S.E. Zorritos se realizará mediante el SEIN.

d) En caso de bajas tensiones en el lado de 60 kV, el proceso de restauración del Área 1 no considera la energización de la línea L-280 (Zorritos-Machala) 220 kV, debido a que la entrega de reactivos que proporciona la línea al ser energizada en vacío es mayor a la que las unidades de generación de la C.T. Tumbes pueden absorber.

e) Luego de un colapso, el Área Operativa 1 no podrá considerar poner en servicio el área operativa 2 debido a los reactivos que aportaría la energización de la línea L-2249 (Zorritos- Talara) desde Zorritos, son mayores a los que puede absorber los grupos de la C.T. Tumbes, lo cual provocaría la actuación de sus protecciones de subexcitación y desconexión de sus unidades.

4.1.2 Área Operativa 2

a) Considerando que el arranque de las unidades TG-1 y TG-2 de Malacas tienen una carga base en sistema aislado de 2.5 MW cada uno, la carga interrumpida en Talara en mínima demanda es aproximadamente de 14 MW y la carga mínima de la TGN-4 de Malacas es de 15 MW, la unidad TGN-4 no podrá ingresar para asumir la carga de Malacas, motivo por el cual, el plan de restablecimiento no considera la restauración de Piura o Zorritos desde Talara en Sistema aislado con la unidad TGN-4.

b) Luego de un colapso, el Área Operativa 2 no podrá considerar poner en servicio el área operativa 1 o 3 debido a los reactivos que aportaría la energización de la línea L-2249 (Zorritos - Talara) desde Zorritos o la línea L-2248 (Zorritos-Piura), son mayores a los que puede absorber los grupos de la C.T. de Malacas, lo cual provocaría la actuación de sus protecciones de subexcitación y desconexión de sus unidades.

4.1.3 Área Operativa 3

a) Debido a la flexibilidad de regulación de frecuencia de la TG de Piura, es necesaria la disponibilidad de esta unidad para su operación en sistema aislado.

b) Debido a la falta de disponibilidad de generación en Piura, la recuperación de carga es de manera parcial.

c) En caso de no estar disponible la TG de Piura, la recuperación de esta área se realizará mediante el SEIN con la línea L-2239.

d) La energización de la línea L-2248 Piura-Talara 220 kV desde la S.E. Piura Oeste considera el reactor R-10 de Talara en serie con la línea y en la otra barra, con finalidad de hacer sincronismo en el acoplamiento.

4.1.4 Área Operativa 4

- a) Debido a que en el Área Operativa 4, los únicos grupos que cuentan con arranque Black Start son las unidades de Carhuaquero, la restauración de esta área como sistema aislado depende de la disponibilidad de estos grupos.
- b) Para ejecutar el restablecimiento de Chiclayo con las unidades de Carhuaquero es necesario la disponibilidad de la línea L-2240 (Chiclayo-Carhuaquero).
- c) Debido al efecto Ferranti producido por la energización de la línea L-2240 desde la S.E. Carhuaquero, la puesta en servicio de las unidades de la C.H. Carhuaquero deben considerar la disponibilidad de por lo menos dos grupos para evitar su desconexión por subexcitación, debido a la potencia reactiva que absorberán los grupos al energizar la línea.
- d) En caso de quedar en sistema aislado la S.E. Chiclayo y contar con los sistemas Laguna la Niña - Zorritos y el SEIN, la S.E. Chiclayo sincronizará con el SEIN en la S.E. Chiclayo luego de la energización de la línea L-2236 (Guadalupe-Chiclayo) por ser un sistema más robusto.
- e) Luego de la sincronización de la S.E. Chiclayo con el SEIN, el sincronismo con el sistema Laguna la Niña-Zorritos se realizara en la S.E. Laguna la Niña ya que este es un sistema débil ante variaciones de frecuencia y tensión, la energización de la línea L-2238 (Laguna la Niña-Chiclayo) desde la S.E. Laguna La Niña, puede provocar un colapso en el sistema Zorritos-Laguna La Niña en caso de tener demanda baja. Para ello, se requerirá cumplir con las condiciones de sincronismo en tensión y frecuencia, en este caso al tener tensiones altas en Chiclayo, estas se podrán regular con el SVC-2 de Chiclayo, los reactores de Guadalupe, Paramonga y los bancos de la S.E. Chimbote y la toma de carga en la S.E. Chiclayo.
- f) El procedimiento de maniobras de restauración COES indica la energización de la barra 60 kV de la S.E. Chiclayo, la puesta en servicio de los dos transformadores (T14-261 y T16-261) y la posterior conexión de los servicios auxiliares y el SVC-2. Ya que la toma de carga es progresiva, el procedimiento debe mencionar que el segundo transformador se conectara luego de coordinar con las distribuidoras la energización de sus líneas, con lo cual, luego se procederá la energización del segundo transformador.
- g) En época de estiaje la restauración del área Piura depende únicamente de la TG Piura. El ingreso de la C.H. Curumuy al no tener Black Start depende del ingreso de la CT Piura 2. Para la formación de sistema aislado en Piura, las dos únicas unidades que permiten la regulación de frecuencia son la TG Piura y la CH de Curumuy.

- h)** Debido a que la CT Piura 1 no cuenta con Black Start, su ingreso en sistema aislado depende de que la CT Piura 2 se encuentre disponible y en servicio.
- i)** Las unidades de Piura TG, Piura 1 y Piura 2 alimentan la carga de Piura Centro, con lo cual la línea L-6650 energiza de un extremo a la barra de 60 kV de Piura Oeste.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1) Se debe actualizar el plan de contingencias considerando las nuevas instalaciones, estados y límites operativos de los equipos, los cuales, de no ser de conocimiento entre los agentes involucrados en la restauración, causan demoras en el restablecimiento y eventos por descoordinación de información.
- 2) Se debe establecer una adecuada coordinación entre el coordinador y los centros de control de generación y distribución para el restablecimiento de cargas en un sistema aislado. Los bloques de cargas mínimos tomados por las empresas distribuidoras así como la despacho mínimo suministrado por las generadoras, debe ser monitoreado debido al riesgo de desconexión de las unidades por las variaciones de tensión y frecuencia.
- 3) Durante un restablecimiento con equipos en paralelo (líneas o transformadores), el plan de contingencias, debe priorizar la restauración de la carga para luego proseguir con la puesta de servicio de los mismos.
- 4) En caso de desconexión de una línea de transmisión de 220 kV en la troncal Chimbote-Zorritos y de acuerdo a la señalización de protecciones, el procedimiento de restauración debe aceptar y considerar una prueba de energización desde el lado más fuerte del sistema. Considerando que el tiempo de inspección hacia el punto de falla incrementara el tiempo de suministro interrumpido.
- 5) En caso de encontrarse indisponible la unidad térmica TG Piura y de ocurrir un apagón, se recomienda se evalúe el costo del suministro total interrumpido en el Área Operativa 3 con respecto al suministro parcial restaurado en Piura Centro considerando la puesta en servicio de las unidades C.T. Piura 1 y C.T. Piura 2 y la restauración de cargas en el área de Sullana con la C.H. Poechos y C.T. Curumuy. Para la evaluación considerar indisponibilidad por falla en la línea L-2239 (Piura – Laguna la Niña) o L-2238 (Laguna La Niña - Chiclayo).
- 6) En un sistema aislado, se recomienda que las unidades de generación ingresen con frecuencias altas, debido a la variación de frecuencia originados en la conexión de bloques de carga.

- 7) Las unidades hidráulicas tienen un mayor margen de variación de frecuencia (banda muerta), sin embargo, en sistema aislado se recomienda que esta variación sea la menor posible por la sensibilidad de las unidades térmicas
- 8) Las unidades C.T. Paita y C.T. Sullana actualmente ya no se encuentran disponibles en el sistema, estas se encontraban disponibles en el anillo de 60 kV en Piura, por lo cual, deben retirarse del procedimiento de restauración del Área Operativa 3.
- 9) Con la finalidad de evaluar el impacto económico que causa la demora de ingreso de una unidad cuando hay restricción de carga, se recomienda hacer un estudio económico entre el costo del suministro eléctrico interrumpido y el costo adicional que se genera al ingresar unidades de generación fuera de su programación.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica de Operación en Tiempo Real”
Lima - Marzo 2005
- [2] COES, “Plan de Restablecimiento del SEIN - Área Operativa Norte”
Lima - Setiembre 2009
- [3] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado de la República Dominicana “Manual de Operaciones del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana”
República Dominicana - Noviembre 2004
- [4] XM, “Curso de Operación de Sistemas de Potencia para Personal Operativo de REP”
Lima - Setiembre 2009
- [5] PJM, “System Restoration Workshop”
Estados Unidos - 2009
- [6] Centros de control de Electroperú, EEPSA, Egenor, Red de Energía del Perú y COES, “Recomendaciones de Operación y Mantenimiento”
Lima - Agosto 2010
- [7] COES, “Fichas Técnicas de las centrales correspondientes al Área Operativa Norte de Electroperú, EEPSA y Egenor”
Lima - Diciembre 2009
- [8] Informe Técnico COES IT/SEV-049-2009, IT/SEV-003-2009, CTA EV-100-2010