



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Supervisión de la actividad de Generación

“Inspección (Supervisión) y Control de las Actividades y Agentes energéticos”

VII edición del Curso sobre Regulación Energética de ARIAE

Roberto Tamayo Pereyra
Jefe Unidad Generación del SEIN
rtamayo@osinerg.gob.pe

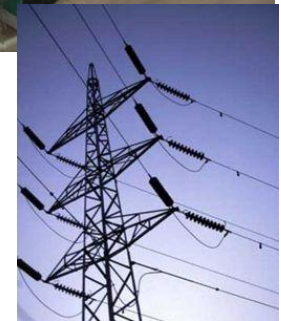
NOVIEMBRE 2009

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

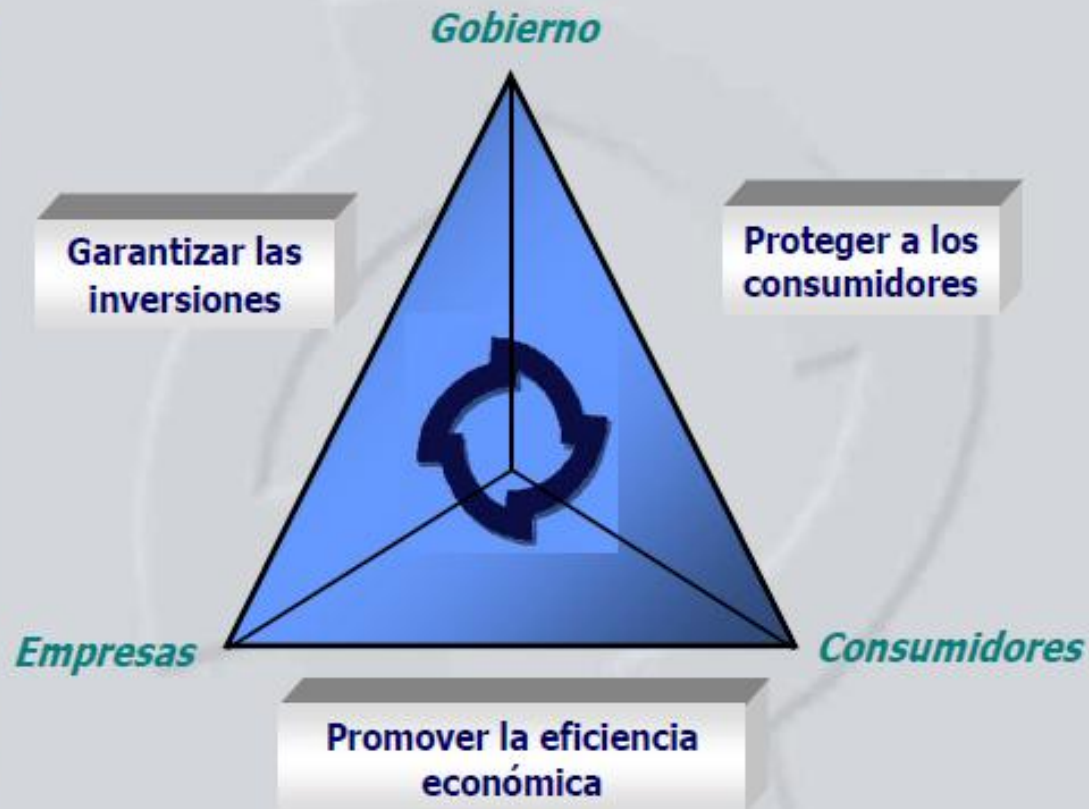
El 31 de diciembre de 1996, el Estado Peruano creó un Organismo Público, entonces bajo el nombre anterior de OSINERG, encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas, de las actividades que desarrollan las empresas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas referidas a la conservación y protección del medio ambiente.

En el 2001 se fusionó con el ente regulador en aquel entonces Comisión de Tarifas Eléctricas.

A partir de enero de 2007, se pasó a denominar Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.

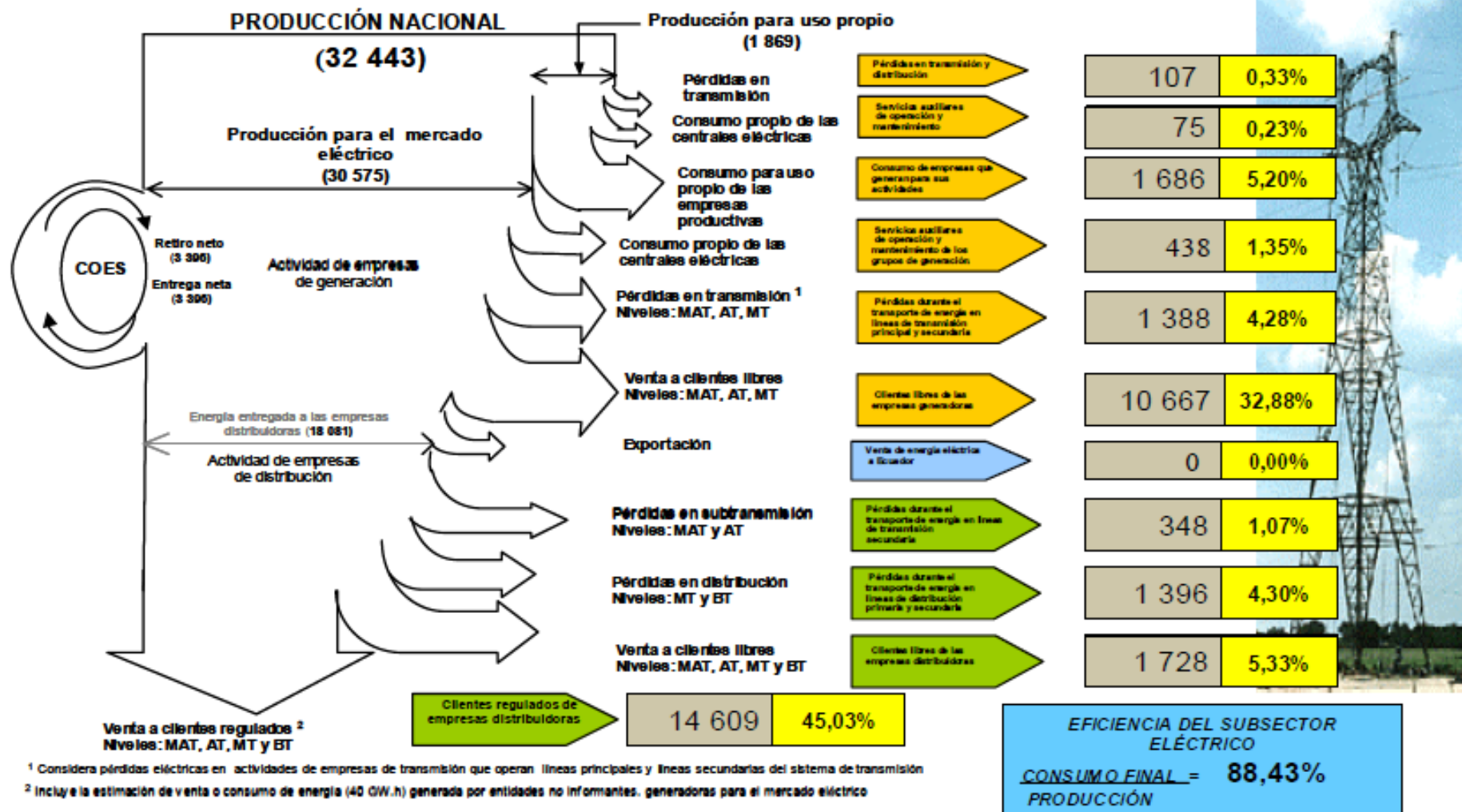


Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

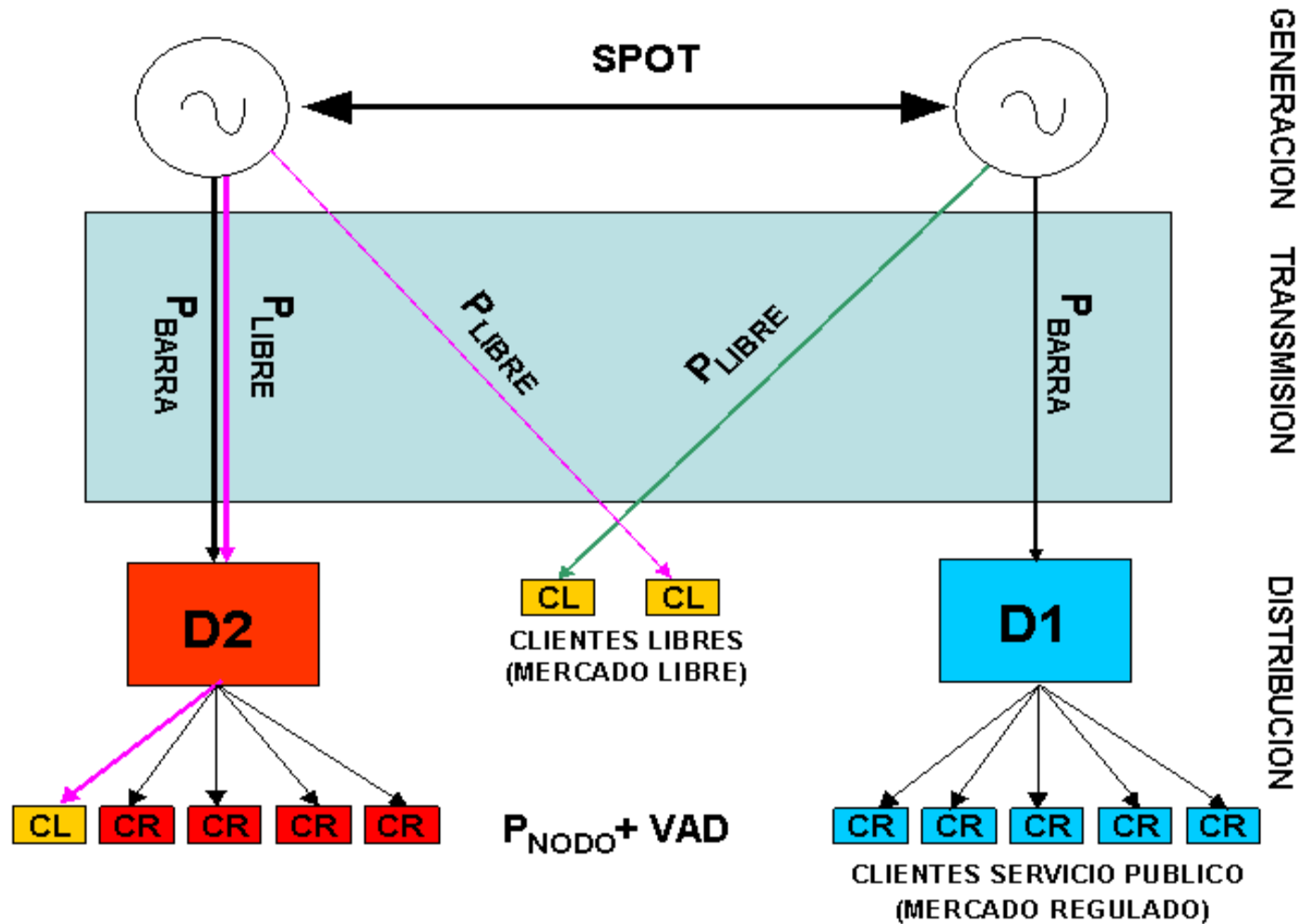


Electricidad en el Perú

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA – AÑO 2008 PRODUCCIÓN, CONSUMO Y PÉRDIDAS (GW.h)

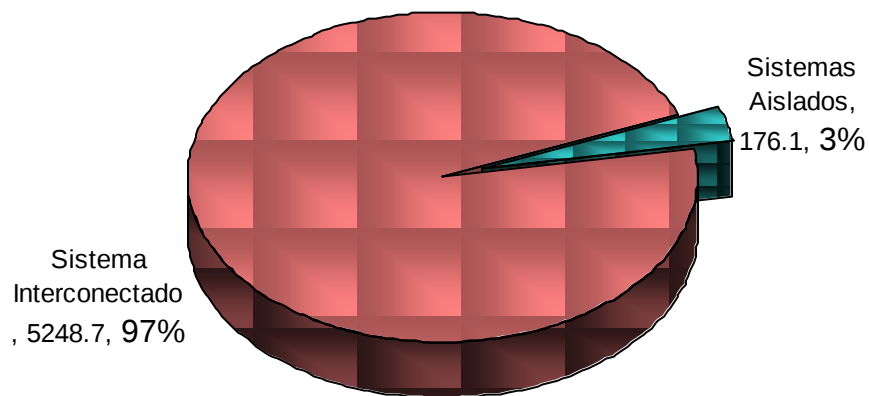


Mercado Eléctrico en el Perú

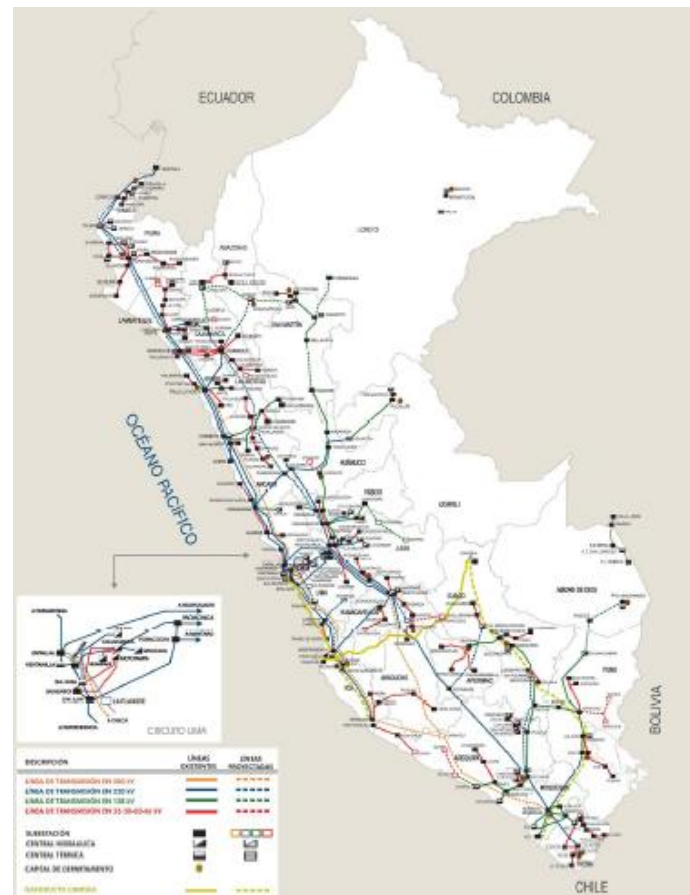
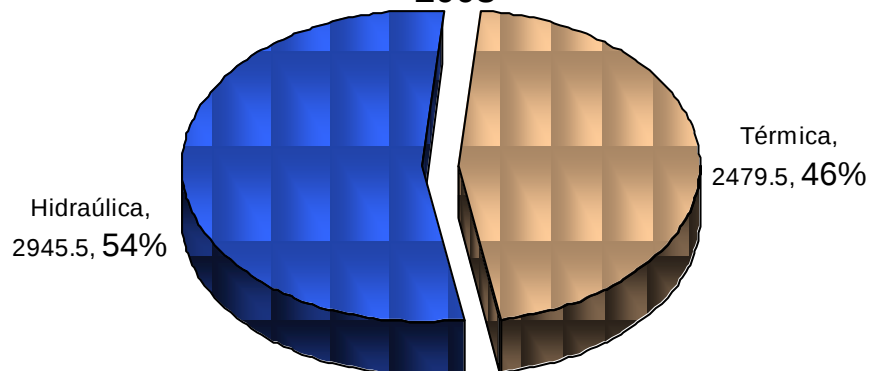


El Sistema Eléctrico Nacional

**POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)
MERCADO ELECTRICO 2008**



**POTENCIA EFECTIVA - MERCADO ELECTRICO
2008**

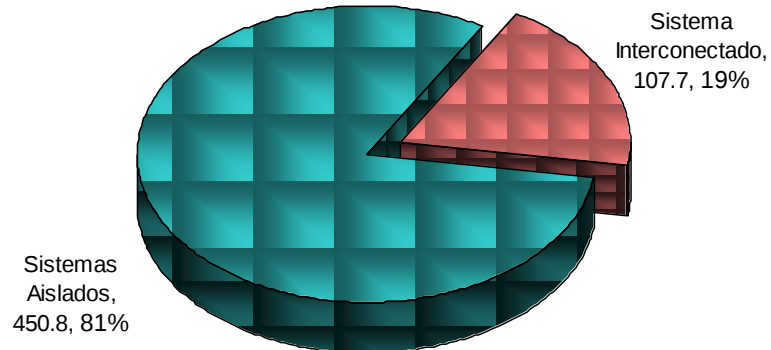


POTENCIA EFECTIVA MERCADO ELECTRICO

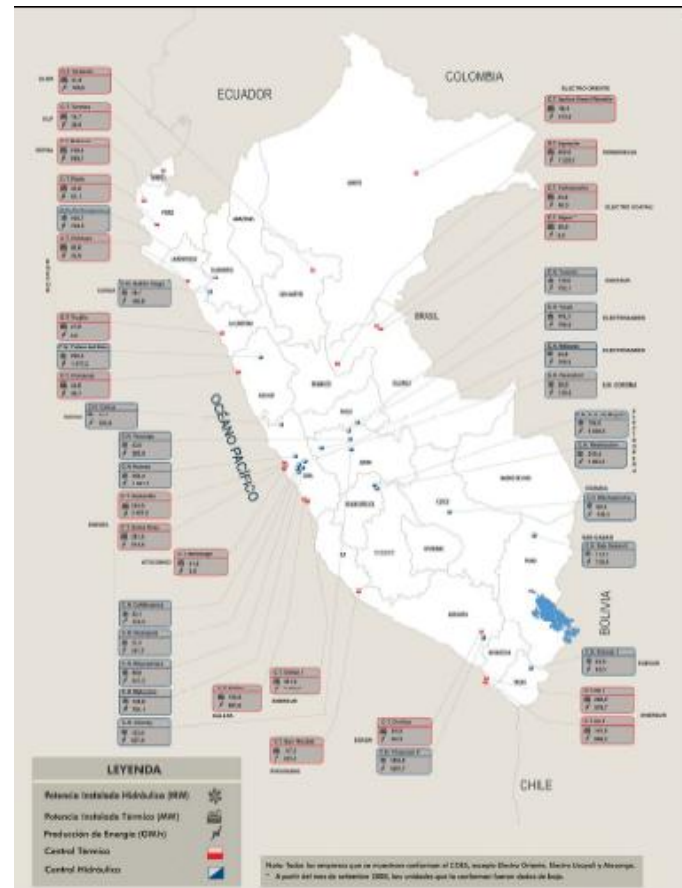
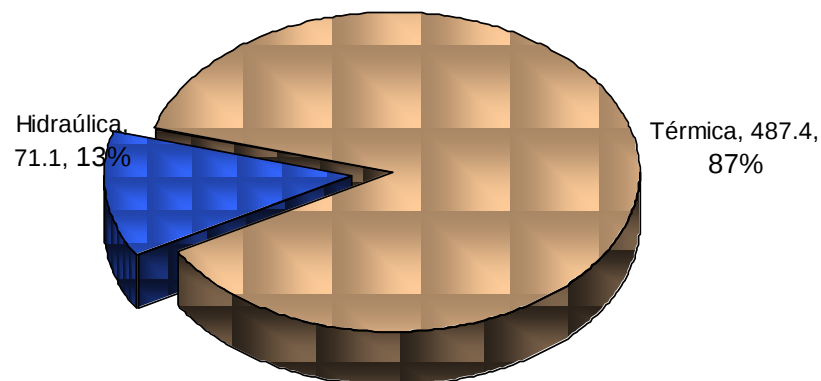
Generación	MW
Hidráulica	2945.5
Térmica	2479.5
Total	5425.0

El Sistema Eléctrico Nacional

**POTENCIA EFECTIVA POR SISTEMA (MW)
AUTOPRODUCTORES 2008**



**POTENCIA EFECTIVA - AUTOPRODUCTORES
2008**



POTENCIA EFECTIVA AUTOPRODUCTORES

Generación	MW
Hidráulica	71.1
Térmica	487.4
Total	558.5

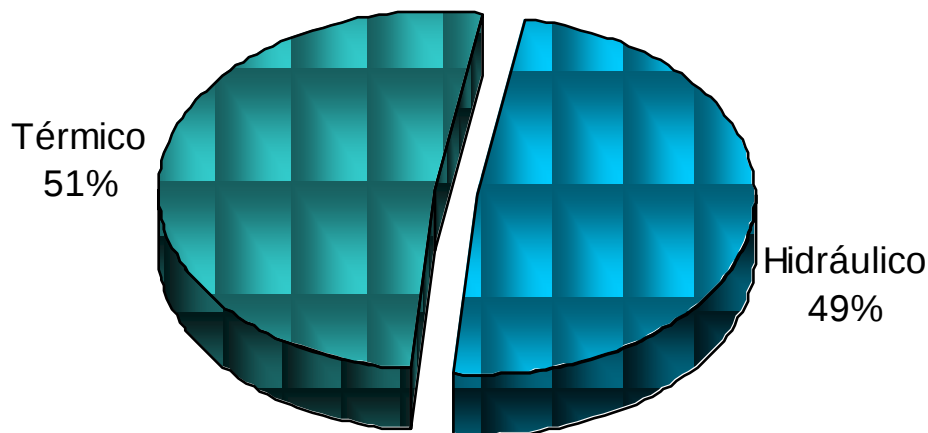
Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

Alcance actual de la supervisión

- 18 empresas de generación.
- 58 centrales de generación despachadas por el Operador del Sistema (COES).
- 175 unidades de generación en operación comercial.
- Ejecución de la operación a través del despacho centralizado, coordinado por el Comité de Operación Económica del Sistema – COES.

Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN 2009

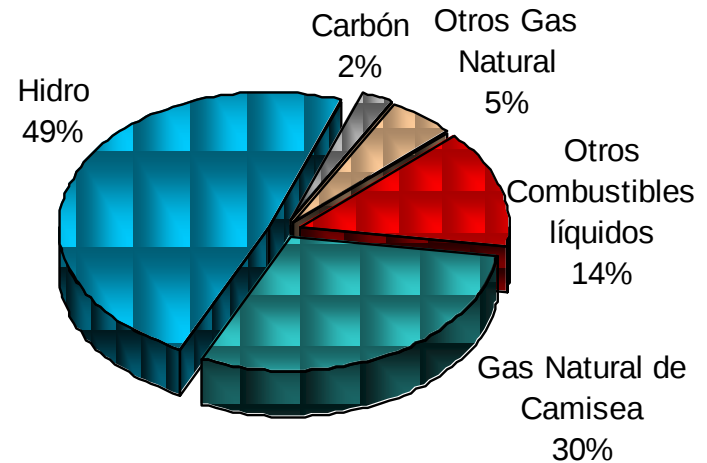


Generación	MW
Hidráulico	2848.9
Térmico	2996.3
Total	5845.1

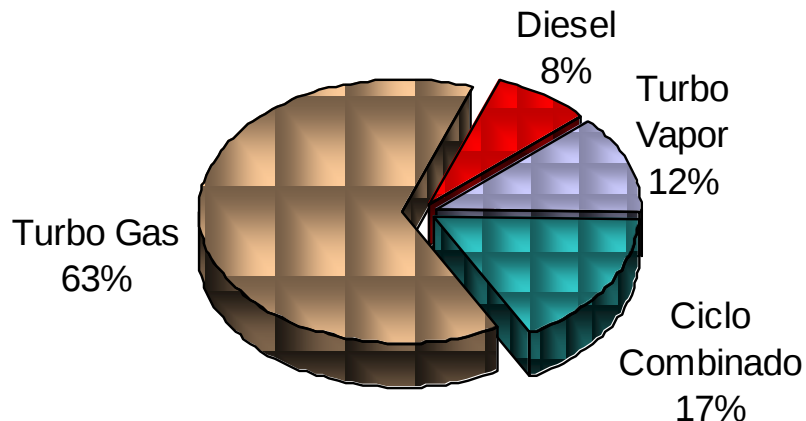
Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

Fuente	MW
Carbón	141.9
Otros Gas Natural	308.4
Otros Combustibles Líquidos	808.1
Gas Natural de Camisea	1737.9
Hidro	2848.9
Total	5845.1

POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE FUENTE

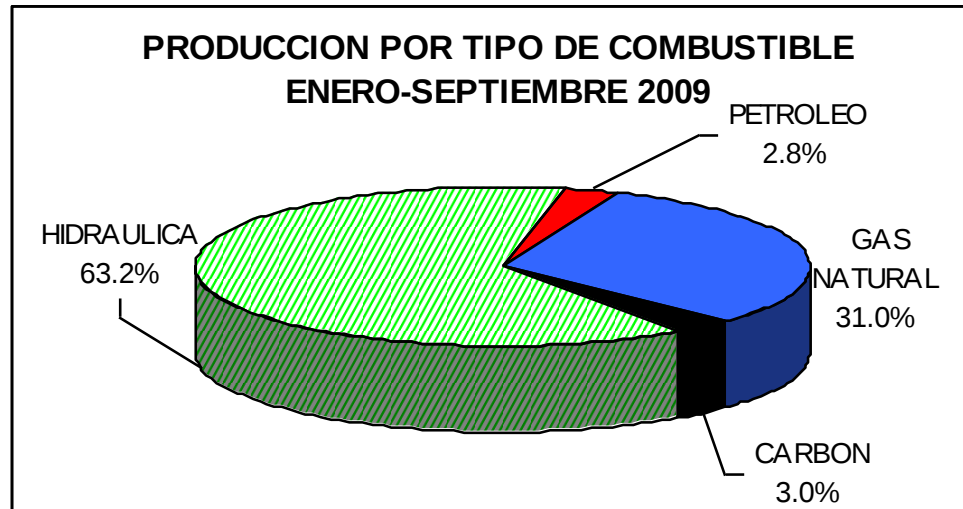
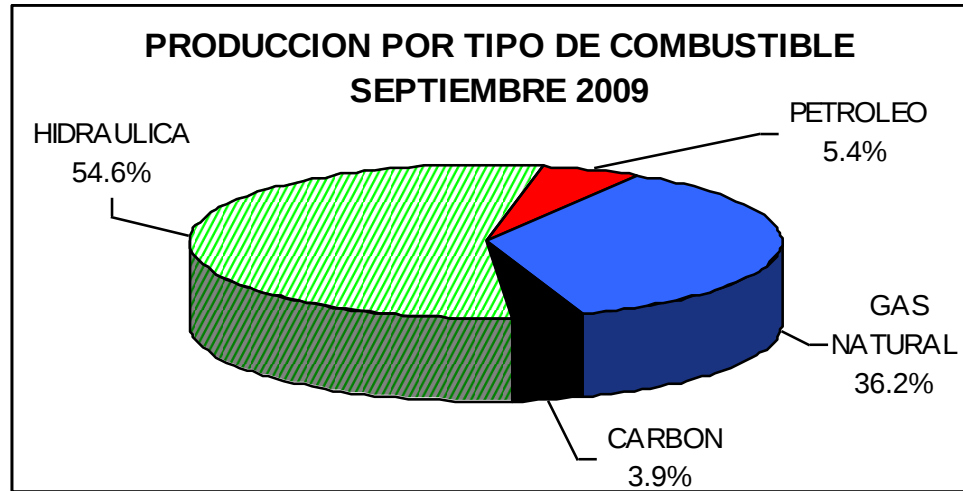


POTENCIA EFECTIVA POR TIPO I
TECNOLOGÍA



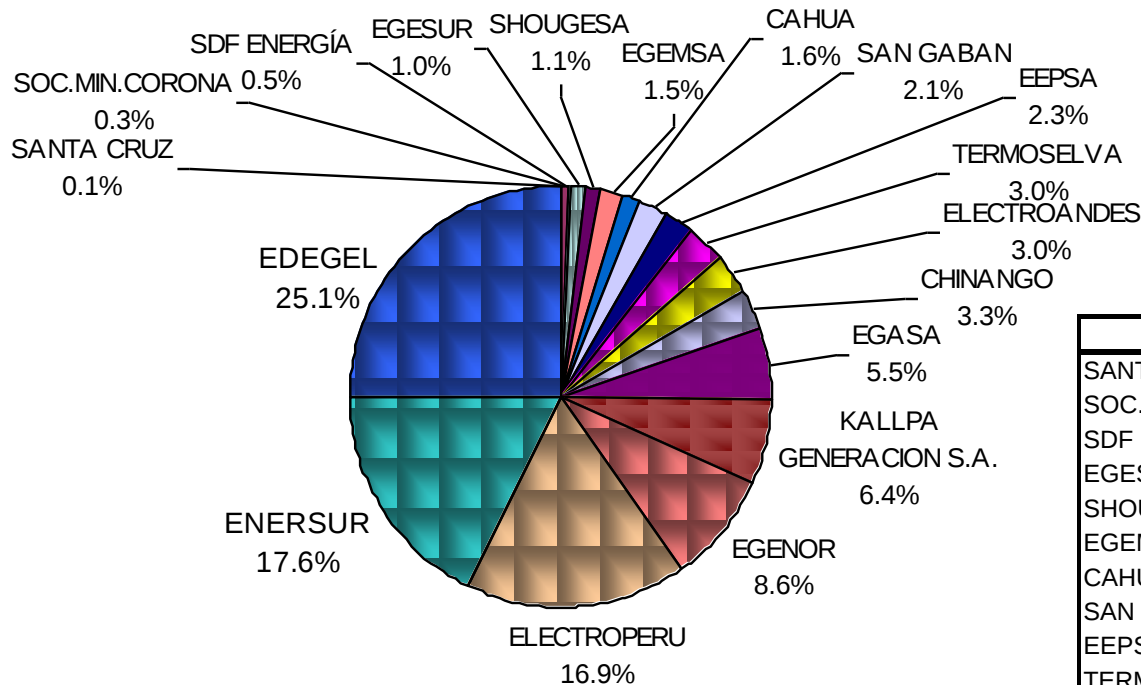
Tecnología	MW
Diesel	231.7
Turbo Vapor	357.0
Ciclo Combinado	509.4
Turbo Gas	1898.1
Total	2996.3

Evolución de la Demanda del Sistema Interconectado



Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

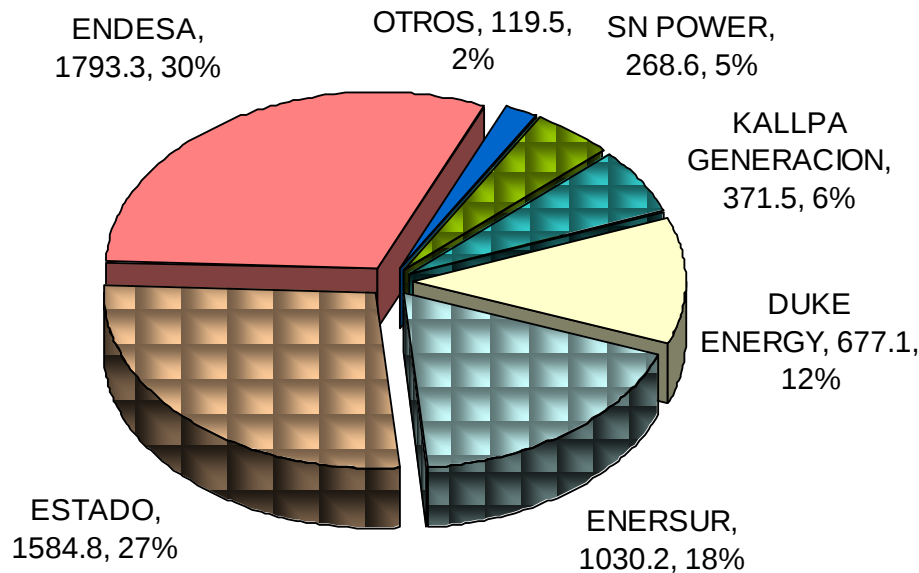
POTENCIA EFECTIVA POR EMPRESAS



EMPRESA	MW
SANTA CRUZ	6.2
SOC.MIN.CORONA	19.6
SDF ENERGÍA	29.4
EGESUR	60.4
SHOUGESA	64.3
EGEMSA	88.8
CAHUA	91.3
SAN GABAN	121.5
EEPSA	132.8
TERMOSELVA	175.6
ELECTROANDES	177.4
CHINANGO	193.5
EGASA	324.2
KALLPA GENERACION S.A.	371.5
EGENOR	501.4
ELECTROPERU	989.9
ENERSUR	1030.2
EDEGEL	1467.1
Total	5845.1

Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

POTENCIA EFECTIVA POR GRUPO ECONOMICO (MW)



POTENCIA EFECTIVA POR GRUPO ECONOMICO

EMPRESA	MW
SN POWER	268.6
KALLPA GENERACION	371.5
DUKE ENERGY	677.1
ENERSUR	1030.2
ESTADO	1584.8
ENDESA	1793.3
OTROS	119.6
Total	5845.1

Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL SEIN

Centrales con Regulación:

- CH Mantaro (660 MW)
- CH Cañón de Pato (256 MW)
- CH Huinco (247 MW)
- CH Restitución (210 MW)
- CH Chimay (150 MW)
- CH Charcani V (135 MW)
- CH Matucana (126 MW)
- CH San Gabán (110 MW)
- CH Carhuaquero (95 MW)
- CH Malpaso (44 MW)
- CH Gallito Ciego (36 MW)

Centrales de Pasada:

- CH Yaupi (100 MW)
- CH Machupicchu (90 MW)
- CH Cahua (42 MW)
- CH Yanango (42 MW)
- CH Aricota II (22.5 MW)
- CH Huanchor (18 MW)
- CH Aricota I (12.4 MW)
- CH Oroya (12 MW)
- CH Pachachaca (8 MW)
- CH Pariac (2.5 MW)
- CH Hercca (0.8 MW)
- CH Caña Brava (5.7 MW)
- CH Santa Cruz (6.2 MW)

Parque Generador del Sistema Interconectado del Perú

CENTRALES TÉRMICAS DEL SEIN

Centrales de Turbinas a Vapor

- TV's CT ILO 1 (140 MW)
- TV1 CT ILO2 (140 MW)
- TV3 CT San Nicolás (25 MW)
- TV2 CT San Nicolás (19 MW)
- TV1 CT San Nicolás (18 MW)

Centrales Ciclo Combinado

- CCOMB CT Ventanilla (492 MW)
- CCOMB CT Chilina (17 MW)

Centrales de Turbinas a Gas

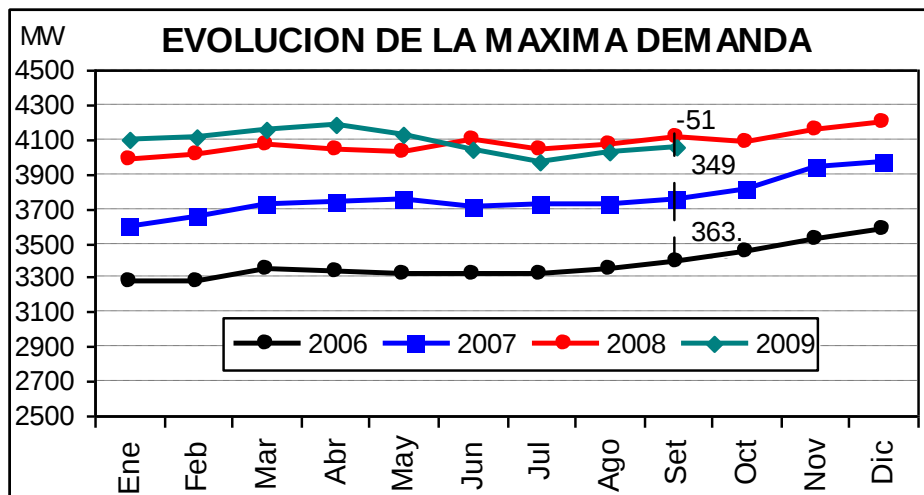
- TG 1, 2 y 3 CT Chilca (545 MW)
- TG 1 y 2 CT Kallpa (371 MW)
- TG 1 y 2 CT Aguaytia (175 MW)
- TG 1 CT Oquendo (29 MW)
- TG7 CT Santa Rosa (123 MW)
- TG8 CT Santa Rosa (193 MW)
- TG 5 y 6 CT Santa Rosa (106 MW)
- TGN4 CT Malacas (102 MW)

- TG 1 y 2 CT Mollendo (70 MW)
- TG 1.2 y 3 CT Malacas (45 MW)
- TG 1 y 2 CT ILO 1 (70 MW)

Centrales Diesel

- CT Emergencia Trujillo (62 MW)
- CT Mollendo (30 MW)
- CT Calana (25 MW)
- CT Pacasmayo (24 MW)
- CT Yarinacocha (24 MW)
- CT Chiclayo Oeste (22 MW)
- CT Piura (20 MW)
- CT Tumbes (18 MW)
- CT Tintaya (17 MW)
- CT Sullana (10 MW)
- CT Chilina (10 MW)

Evolución de la Demanda del Sistema Interconectado

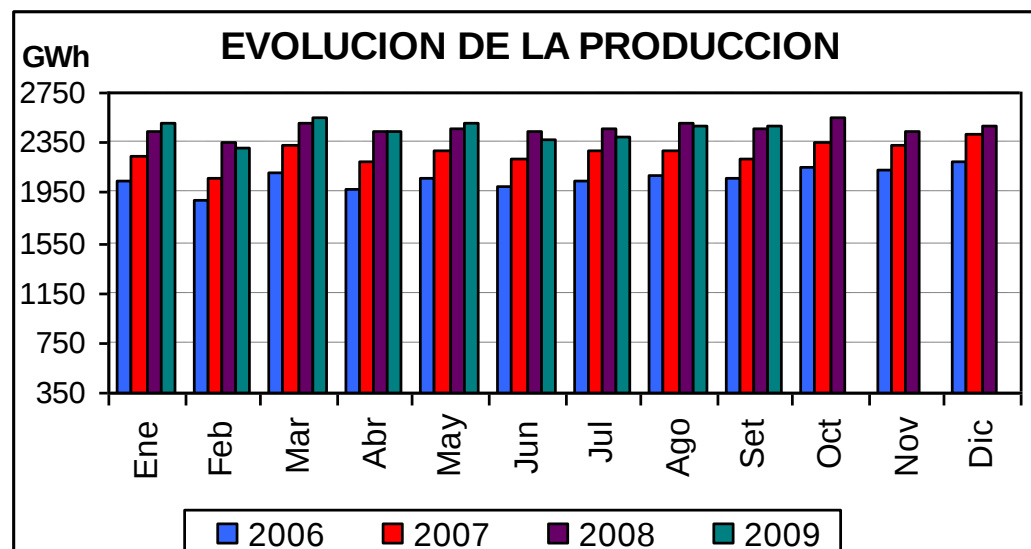


➤ **Potencia efectiva total:**
5 845 MW
 (49% en centrales hidroeléctricas).

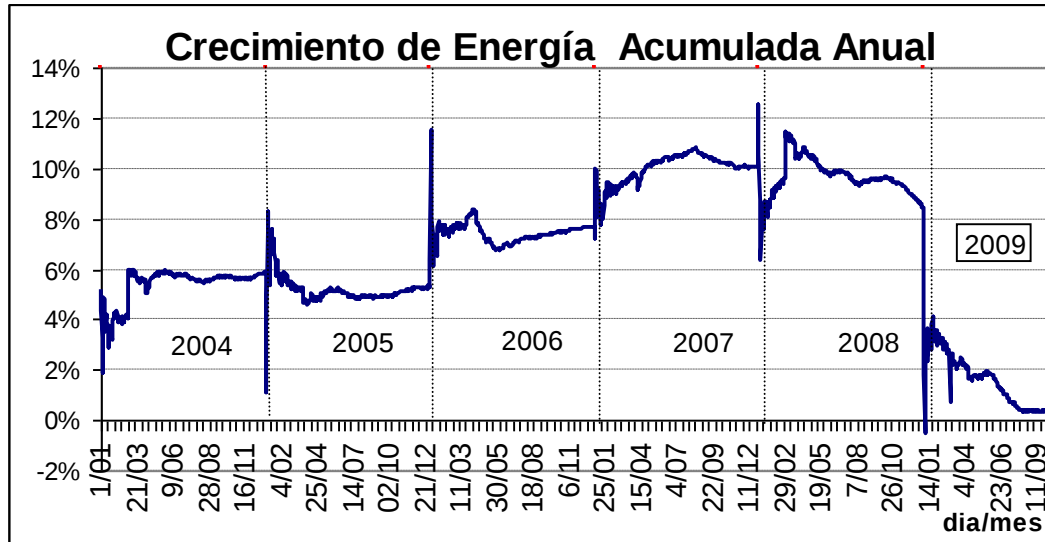
➤ **Máxima Demanda**
 Año 2006: 3 580 MW
 Año 2007: 3 965 MW
 Año 2008: 4 199 MW
 Año 2009: 4 180 MW
 (a setiembre)

➤ **Producción año 2008:**
29 558 GWh
 (8.4 % de incr. anual;
 60.9% en centrales hidroeléctricas).

➤ **Producción a Setiembre 2009:**
22 070 GWh

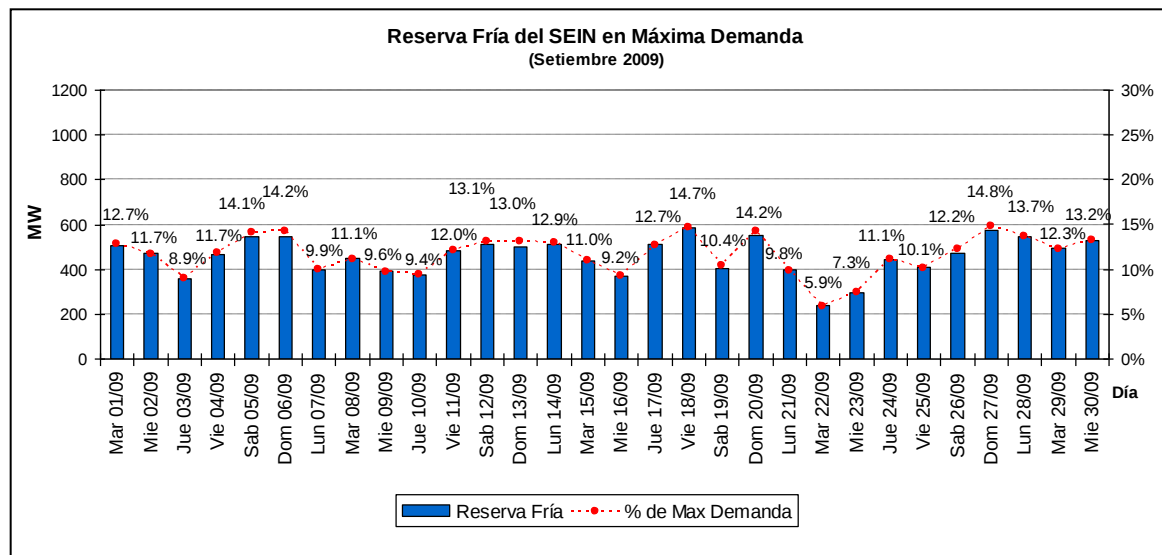


Evolución de la Demanda del Sistema Interconectado



MES	MAXIMA DEMANDA (MW)			ENERGIA (GWh)		
	2008	2009	INC	2008	2009	INC
Ene	3983.0	4091.1	2.7%	2435.6	2516.7	3.3%
Feb	4009.4	4105.3	2.4%	2356.6	2317.1	-1.7%
Mar	4072.0	4155.1	2.0%	2510.5	2551.7	1.6%
Abr	4043.2	4180.0	3.4%	2432.1	2438.9	0.3%
May	4018.9	4124.9	2.6%	2466.4	2512.9	1.9%
Jun	4090.8	4033.8	-1.4%	2438.7	2369.3	-2.8%
Jul	4039.7	3973.4	-1.6%	2460.6	2394.8	-2.7%
Ago	4073.1	4025.3	-1.2%	2503.7	2492.8	-0.4%
Set	4108.2	4056.6	-1.3%	2470.1	2476.2	0.2%
Oct	4088.1			2553.6		
Nov	4155.9			2441.5		
Dic	4198.7			2489.3		
Anual	4198.7	4180.0	-0.4%	29558.7	22070.4	-25.3%

Evolución del Margen de Reserva Fría Histórico

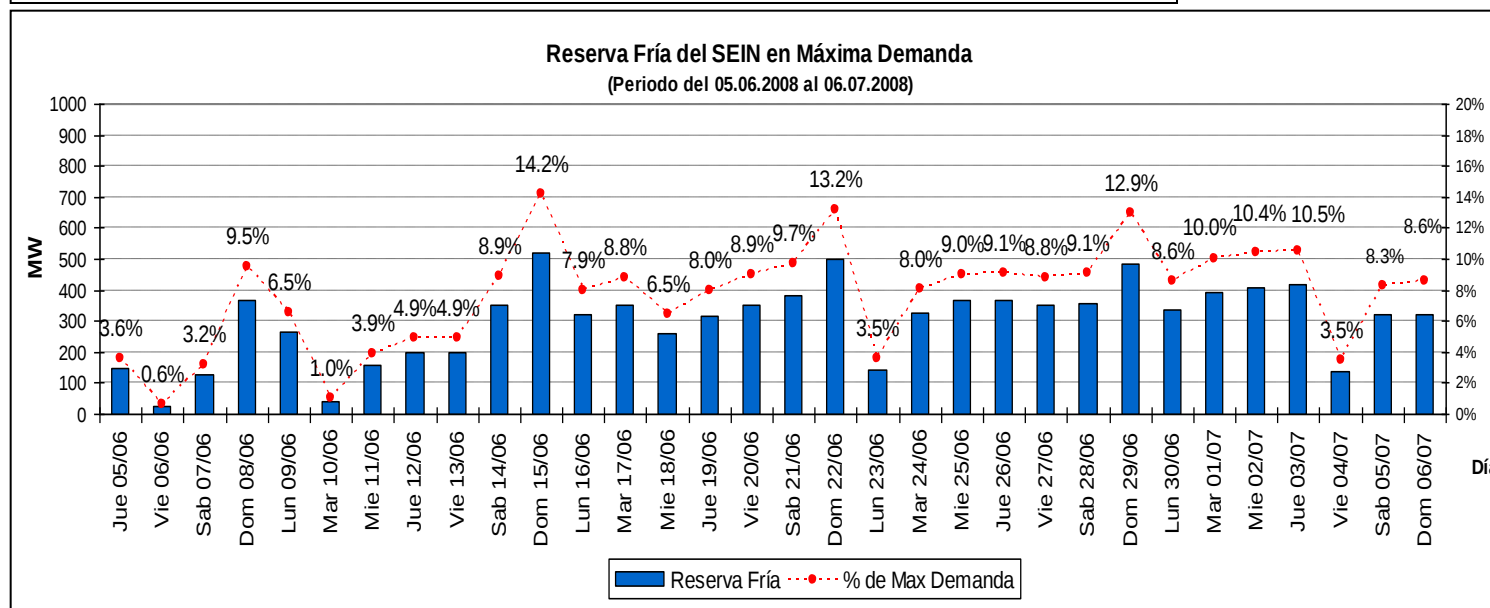


Margen de reserva fría promedio en máxima demanda:

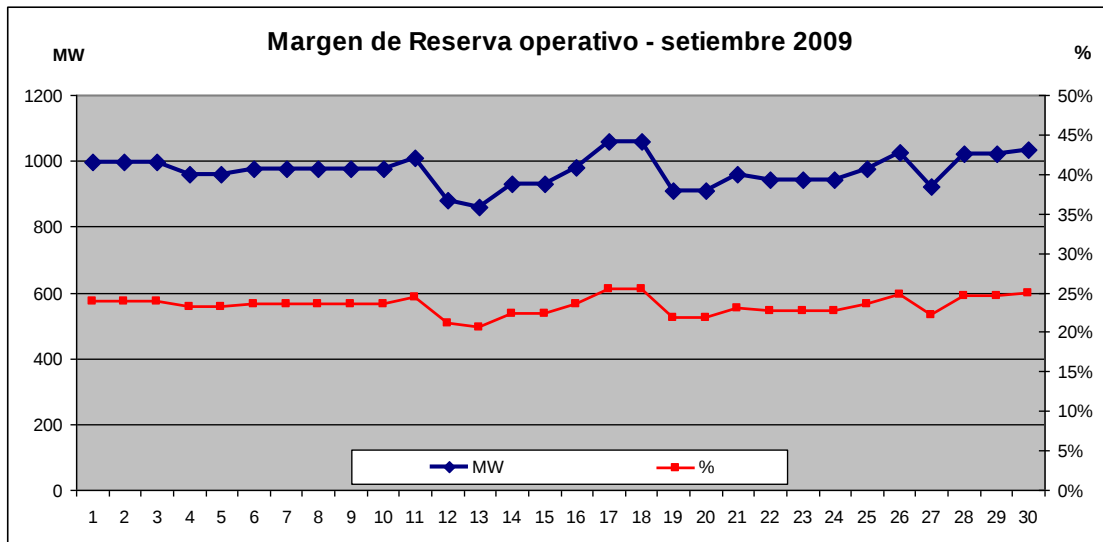
Set-2008 113 MW, 2.8% Set-2009 459 MW, 11.6%

Ago-2008 171 MW, 4.4% Ago-2008 531MW, 13.7%

Jul-2008 194 MW, 5.0% Jul-2008 560 MW, 14.9%



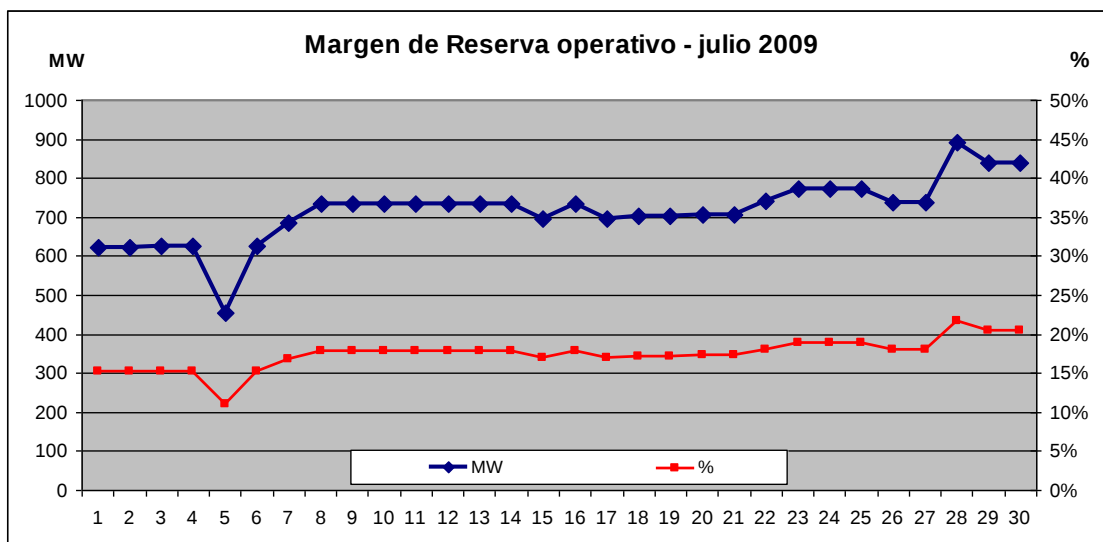
Evolución del Margen de Reserva Operativo



Margen de reserva operativo promedio:

Setiembre 2009
979 MW, 23.6%.

Agosto 2009
922 MW, 22.4%.

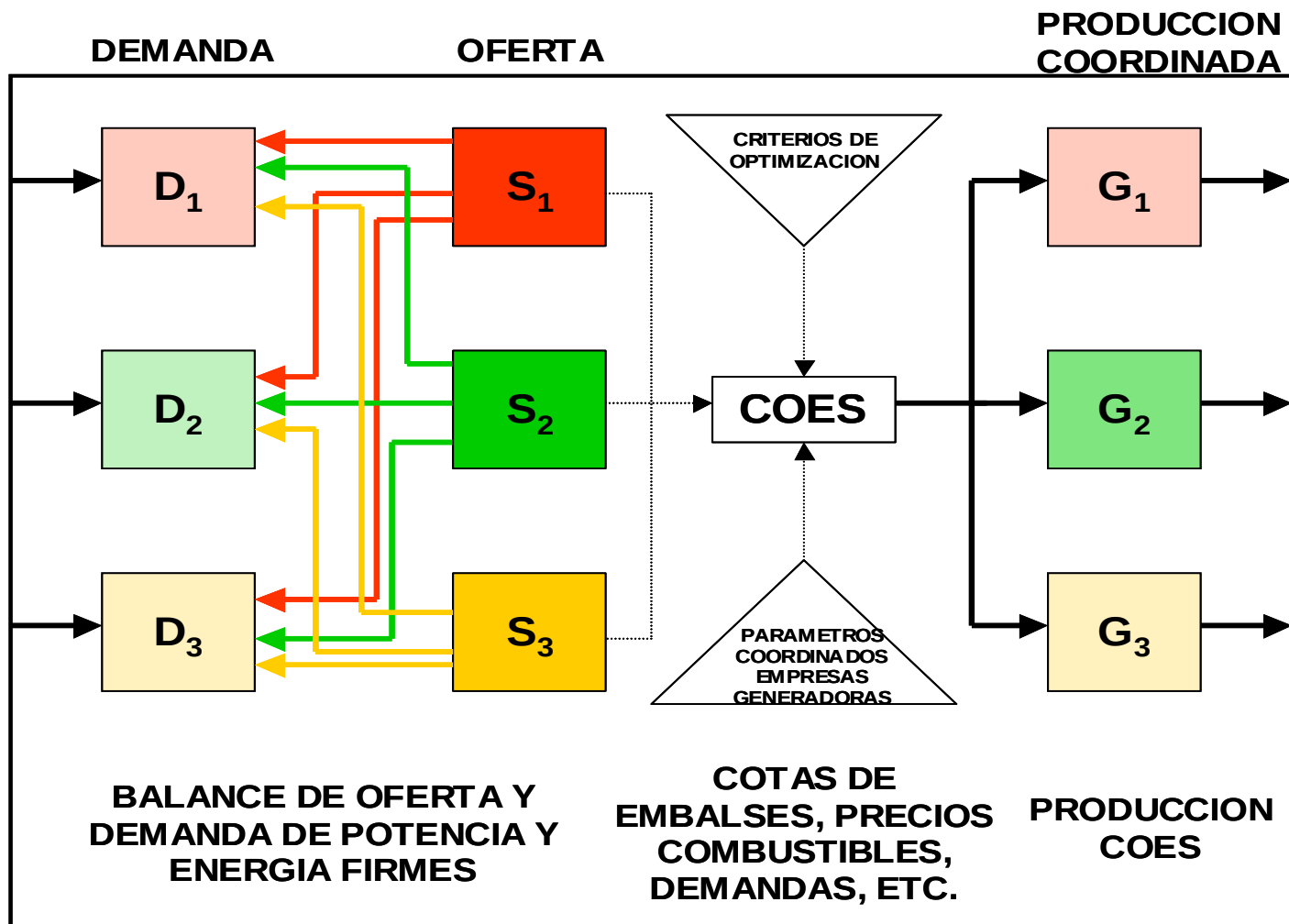


Julio 2009
719 MW, 18%.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

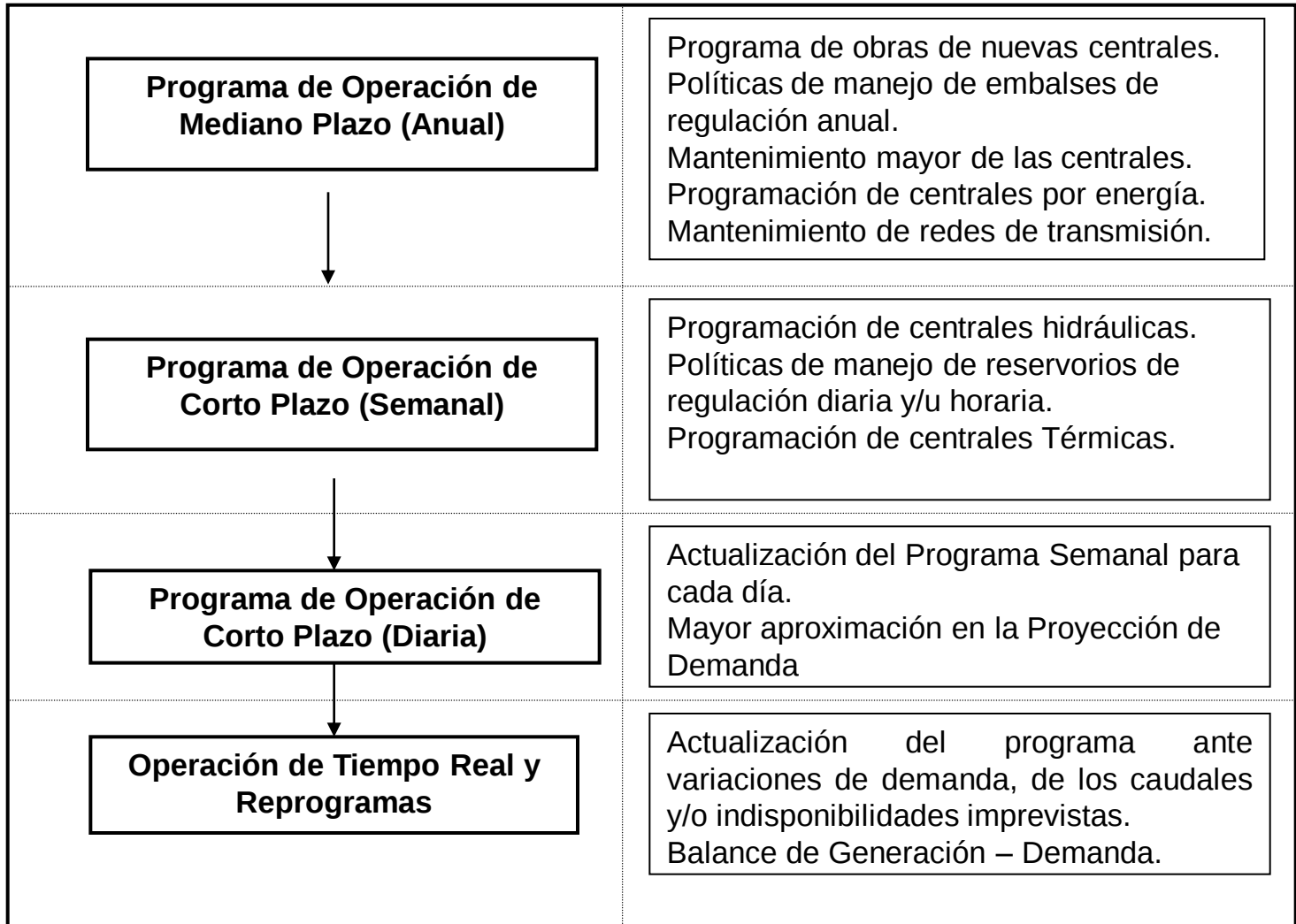
- El COES es un organismo técnico establecido por Ley; encargado de la programación y coordinación de la operación del SEIN; está integrado por las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. Tiene como órgano ejecutivo a la Dirección Ejecutiva, la que a su vez se respalda en una Dirección de Operaciones y una Dirección de Planificación.
- Su finalidad es coordinar la operación del SEIN al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, con independencia de la propiedad de las instalaciones y de los compromisos comerciales particulares.
- Ha sido concebido para actuar como un organismo técnico independiente.
- Desarrollar un mercado Spot competitivo, no discriminatorio e imparcial, que sea un fiel reflejo de la operación del sistema.

PARTICIPACION DEL COES EN EL MERCADO ELECTRICO



LA PRODUCCION DE LAS CENTRALES GENERADORAS SE DECIDE INDEPENDIENTEMENTE DE LOS COMPROMISOS DE LA EMPRESA GENERADORA

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEIN



PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EN EL CORTO PLAZO

VARIABLES DECISION

1. Demanda Proyectada.
2. Hidrología (volumen y caudal).
3. Mantenimiento de las centrales eléctricas y la red eléctrica.
4. Restricciones de las centrales eléctricas.
5. Restricciones de la red eléctrica.

PROGRAMA DE CORTO PLAZO (Modelo)

Restricciones
de las
centrales

Programa de
Despacho de las
centrales eléctricas.

Costos marginales.

Previsión de
Combustibles de las
Unidades térmicas.

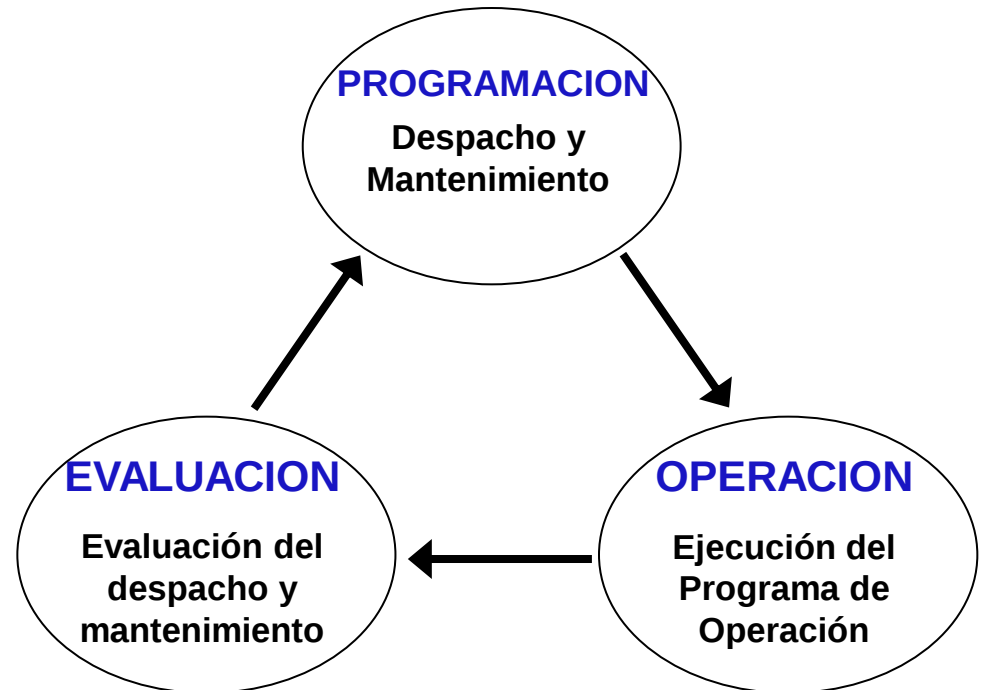
Aprobar la ejecución
de los Mantenimientos.

- Potencia máximas y mínimas.
- Tiempo mínimo de operación.
- Tiempo de arranque.
- Tiempo mínimo de re arranque.
- Retardo de Hidrología.

LA OPERACION DEL SEIN



ETAPAS DE LA OPERACION DEL SEIN



PLANEAMIENTO, OPERACIÓN, SUPERVISION-EVALUACION



Interrelación del Planeamiento, la Operación, el Monitoreo y Colección de Datos en el Sistema, en la Confiabilidad (Visto por los usuarios).

LA LABOR DE OSINERGMIN SUPERVISIÓN DEL MERCADO FUNCIÓN Y PROCESOS

FUNCIÓN

Permite asegurar que la aplicación que se hace de las reglas en sí mismas, cumple con el objetivo de promover la competencia y el desarrollo eficiente del Mercado, así como vigilar que el comportamiento de la oferta disponible por los agentes y de la administración del Mercado corresponden a una sana competencia y cumplimiento de las reglas y normas vigentes para el Mercado.

PROCESOS

Los procesos definidos serán la base de la organización de la actividad de Supervisión, estableciendo el ordenamiento de actividades con orígenes y resultados, identificando el QUÉ hacer, CUÁNDO hacerlo, QUIÉN será el responsable y la INFORMACIÓN requerida para llevar a cabo la actividad.

Evolución de la Supervisión

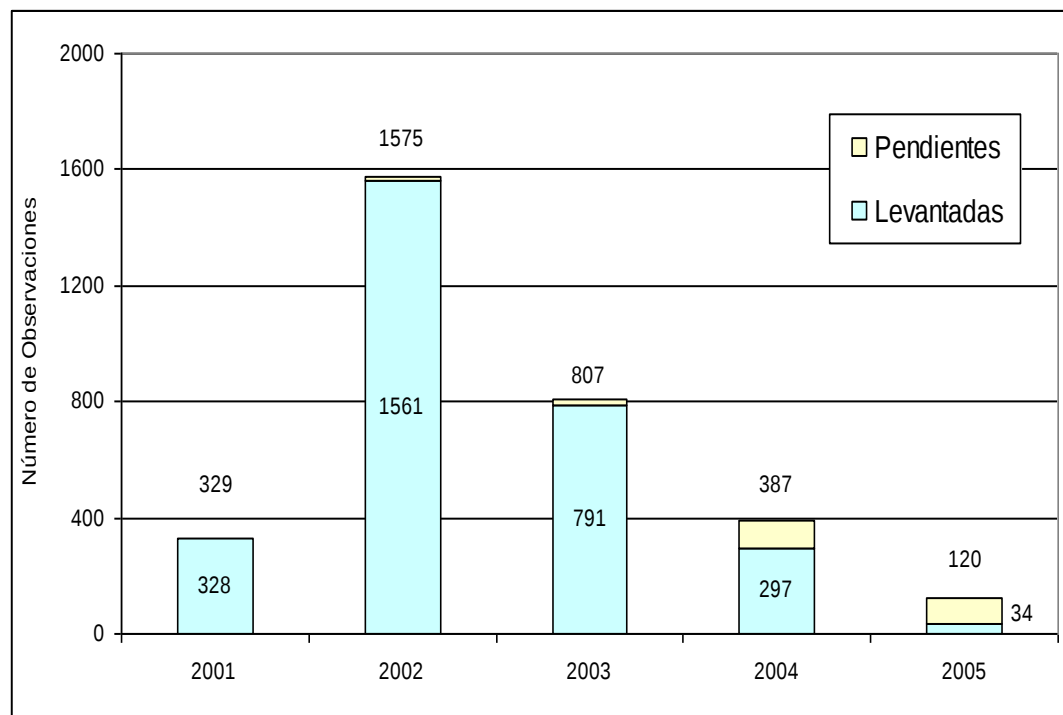
¿Cómo se supervisaba?

- OSINERG encontraba deficiencias puntuales en el parque de instalaciones de la concesionaria.
- Existía conflicto según criterio del fiscalizador.
- Las Concesionarias levantaban las observaciones encontradas.
- No existía control por indicadores.
- No se medía la percepción del usuarios sobre la calidad del servicio.

Supervisión de la Generación

¿Como se supervisaba?

- Supervisiones Regulares y Especiales generaban una serie de observaciones subjetivas, según el criterio de cada fiscalizador durante la inspección en campo de las instalaciones de generación.
- Concesionarias levantaban las observaciones.
- Se establecían plazos para subsanar.
- No existía control por indicadores.



La cobertura de la supervisión del parque de generación estaba en función al número de Supervisores

Evolución de la Supervisión

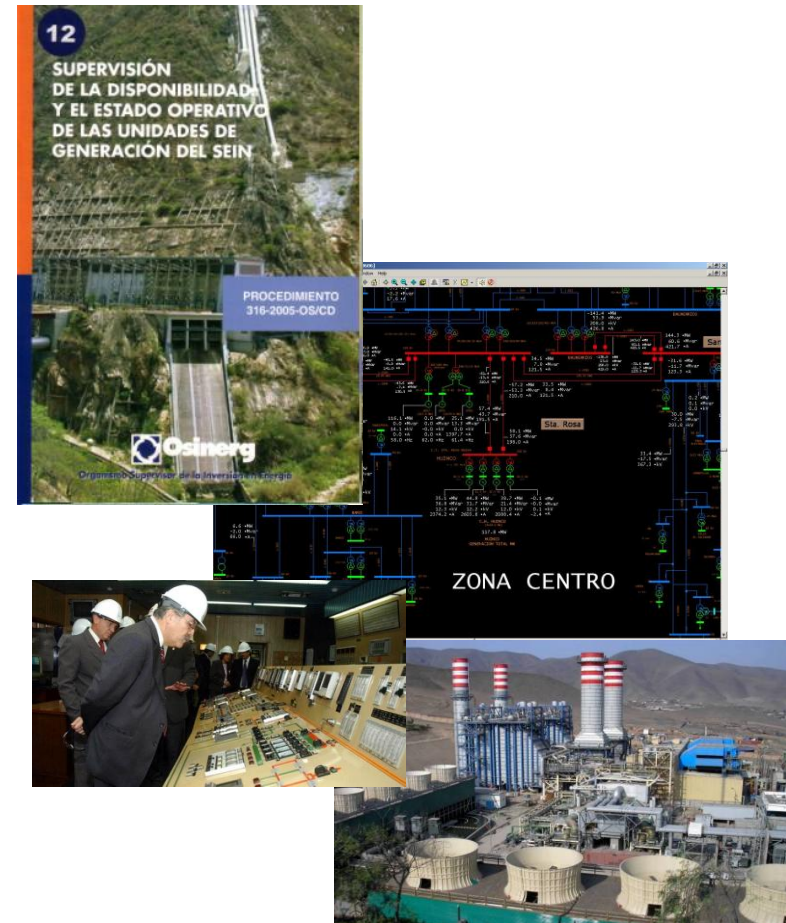
¿Cómo se supervisa?

- OSINERGMIN establece procedimientos específicos, con una metodología clara y bien definida.
- Las Concesionarias reportan información requerida por cada procedimiento, la cual puede ser verificada en cualquier momento por la supervisión.
- Se calculan indicadores que se comparan con las tolerancias establecidas por cada procedimiento.
- Supervisión por resultados en base a indicadores, mediante muestras aleatorias.
- Se mejora la supervisión en base a encuestas sobre la percepción de la calidad del servicio.
- Se generan escalas de multas bajo el criterio económico del beneficio percibido y el daño ocasionado.

Supervisión de la Generación

¿Como se supervisa la actividad de generación?

- Mediante Procedimientos, los cuales establecen los criterios para el envío, verificación, procesamiento y evaluación de la información proporcionada por las empresas de generación; en la cual se basa el cálculo de los respectivos indicadores, para los cuales se han establecido tolerancias cuyo objetivo es lograr que el parque de generación opere con mayor eficiencia.
- Mediante supervisiones regulares y especiales, basadas en la información de la operación y la proporcionada por las empresas.



Supervisión de la Generación

Supervisión regula y especial

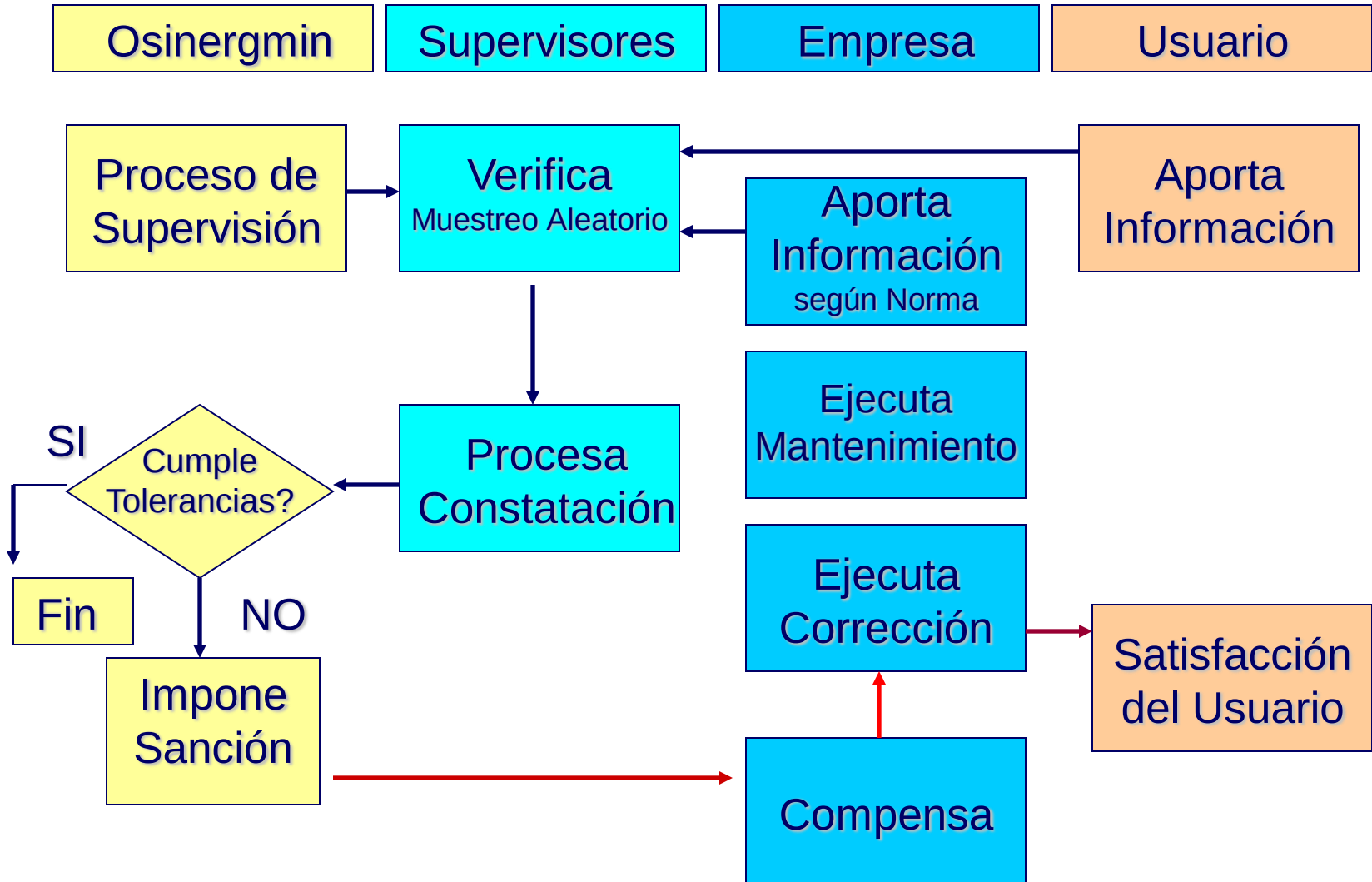
Regular

- Inspecciones periódicas, se trata de cubrir la supervisión del parque de generación anualmente.

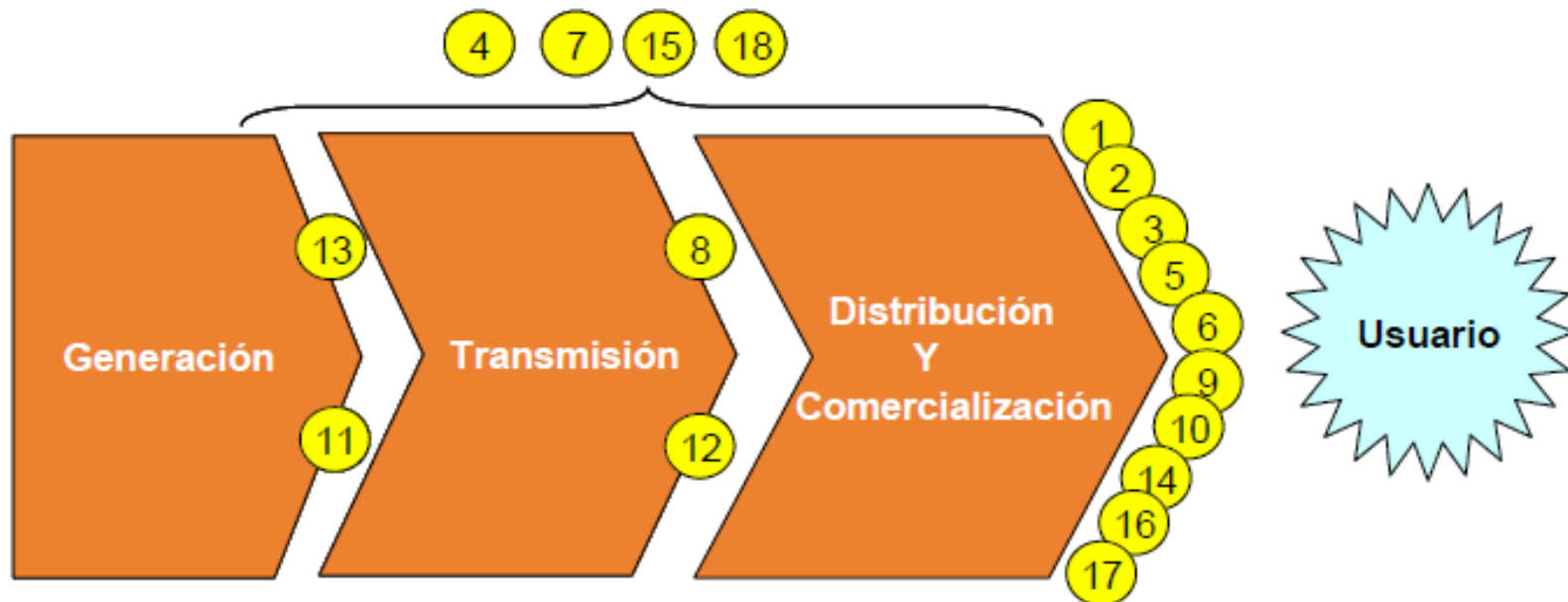
Especial

- Frente a fallas permanentes.
- Verificación de la disponibilidad de combustible alternativo al gas natural para operación dual.
 - Dos veces en el año.
 - Se verifica autonomía de operación de 15 días en horas punta
- Cogeneración.
- Verificación del uso de agua solicitada por el Ministerio de Energía.

Esquema Actual de la Supervisión



Procedimientos de supervisión del OSINERGMIN



1. Operatividad del Alumbrado Público	6. Facturación, cobranza y atención al cliente.	11. Disponibilidad en SEIN	16. Reintegros y recuperos de energía eléctrica
2. Contraste de Medidores	7. Atención de solicitudes de Fuerza mayor	12. Performance en Sistemas. de Transmisión	17. Paralización de actividades por riesgo eléctrico grave
3. Seguridad Pública en MT y BT	8. Servidumbre en líneas de transmisión	13. Mantenimiento del COES	18. Supervisión de la NTCSE y su base metodológica
4. Uso y acceso a redes de transmisión y distribución	9. Generación en sistemas aislados	14. Contribuciones reembolsables	19. Implementación y actuación de los esquemas de rechazo de carga
5. Operación de sistemas eléctricos.	10. Cortes y reconexiones	15. Supervisión Ambiental de empresas eléctricas	

Procedimientos de Supervisión de calidad del servicio por actividad

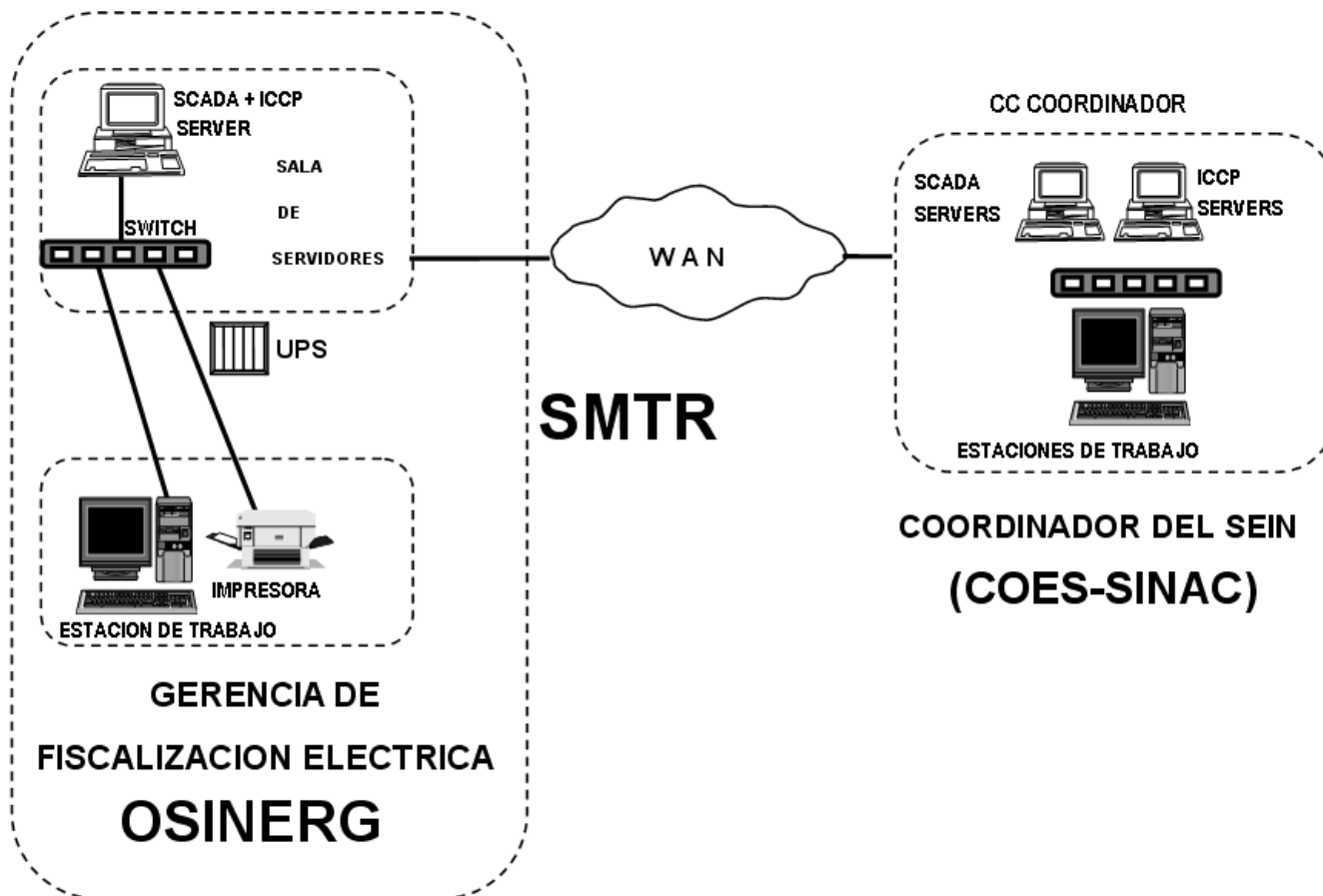


**Once procedimientos de supervisión recibieron la
Certificación ISO 9001:2000**

Supervisión en tiempo real

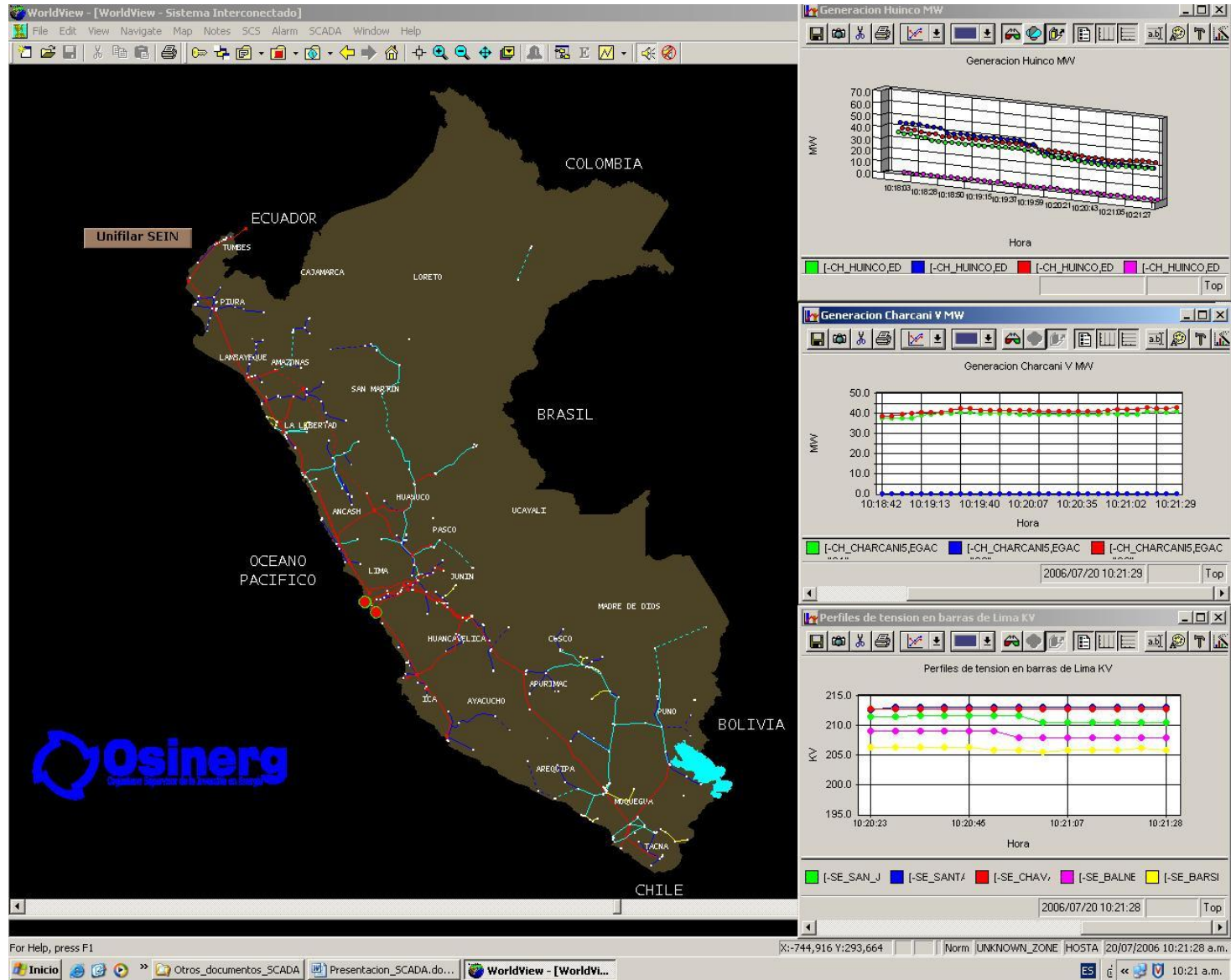
Configuración del Sistema

Los datos de campo provenientes de las empresas integrantes del SEIN, son reenviados desde el Coordinador del SEIN al SMTR del OSINERG.



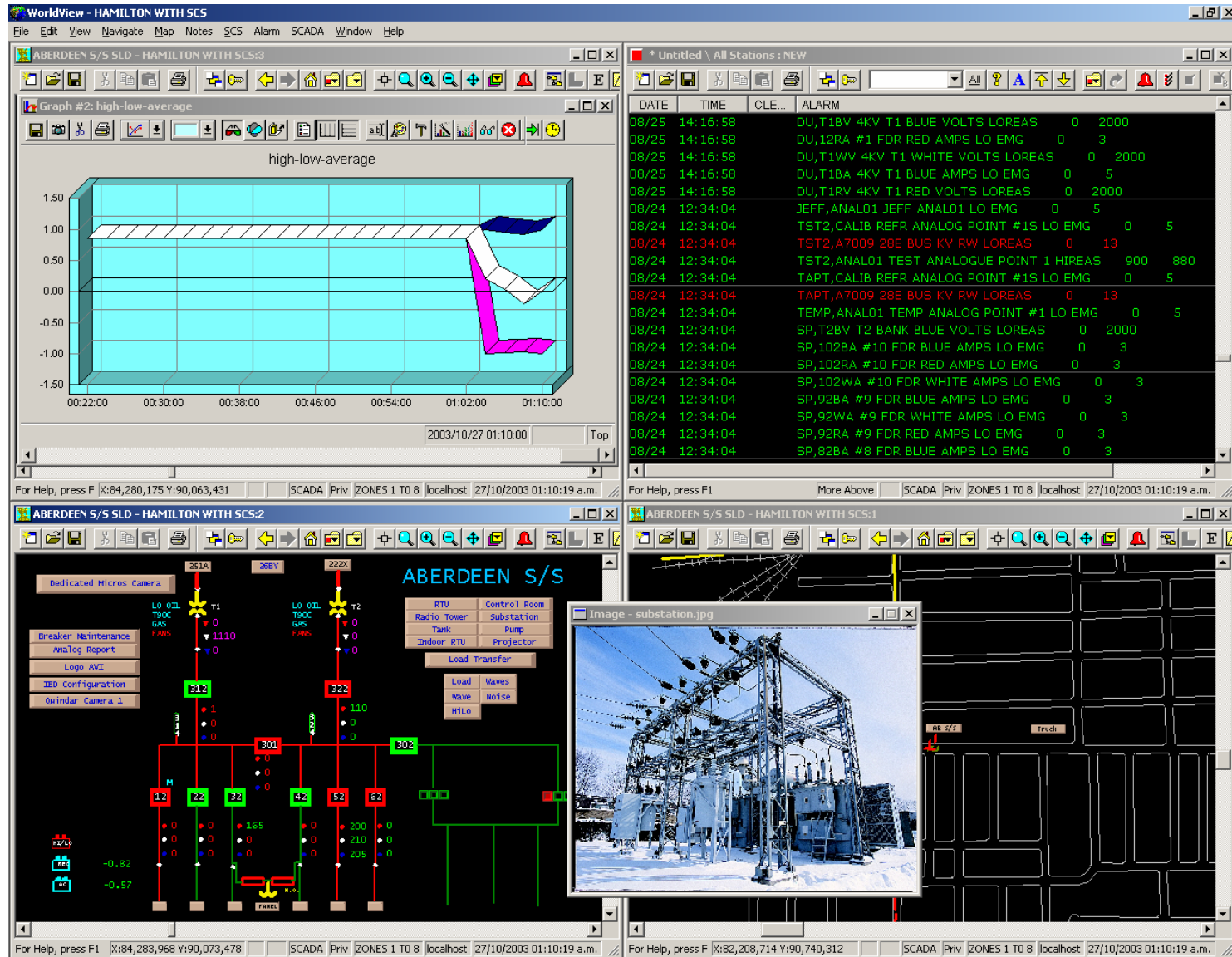
Supervisión en tiempo real

Gráficos de tendencia



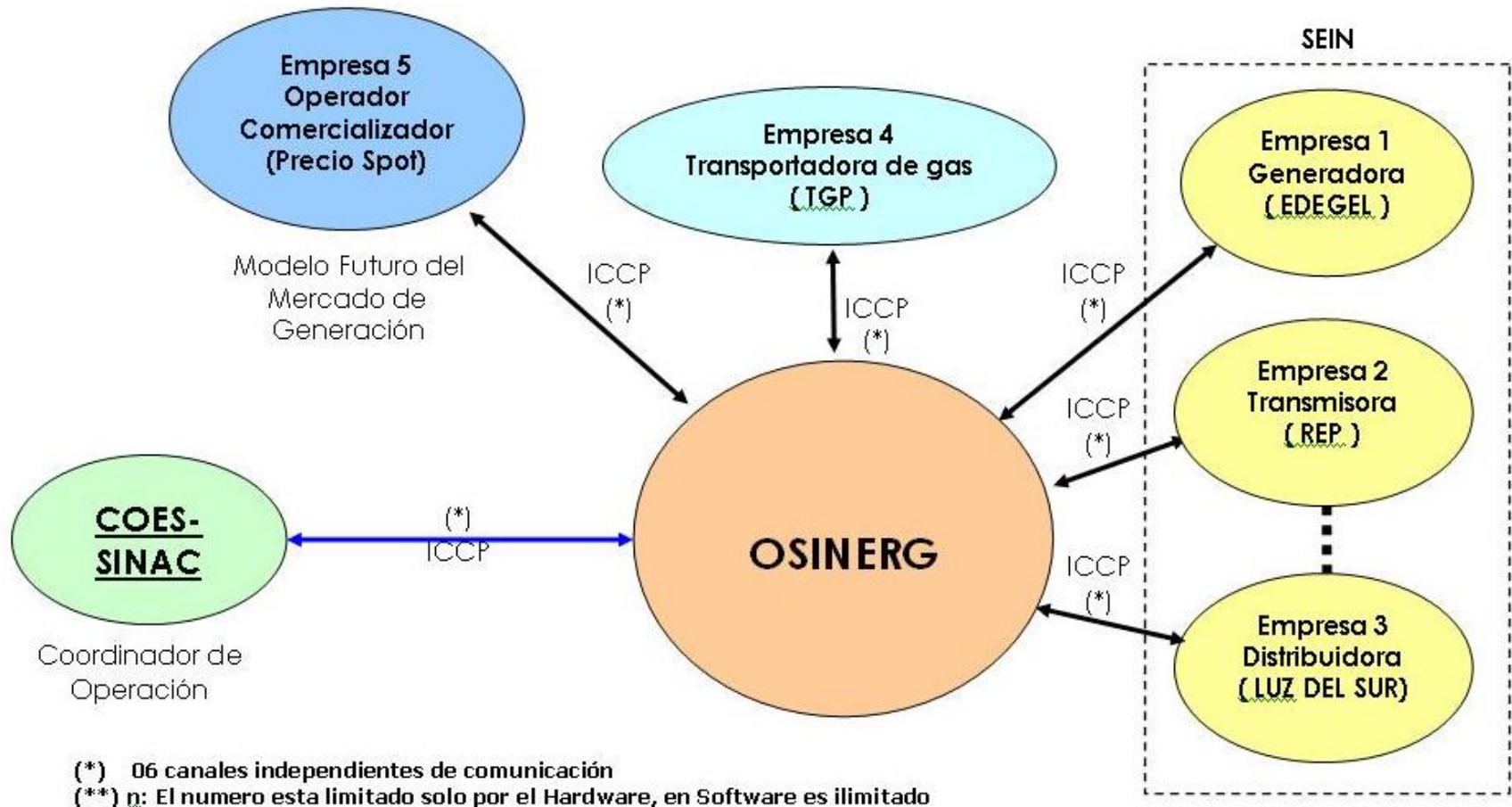
Supervisión en tiempo real

Imágenes y video



Supervisión en tiempo real

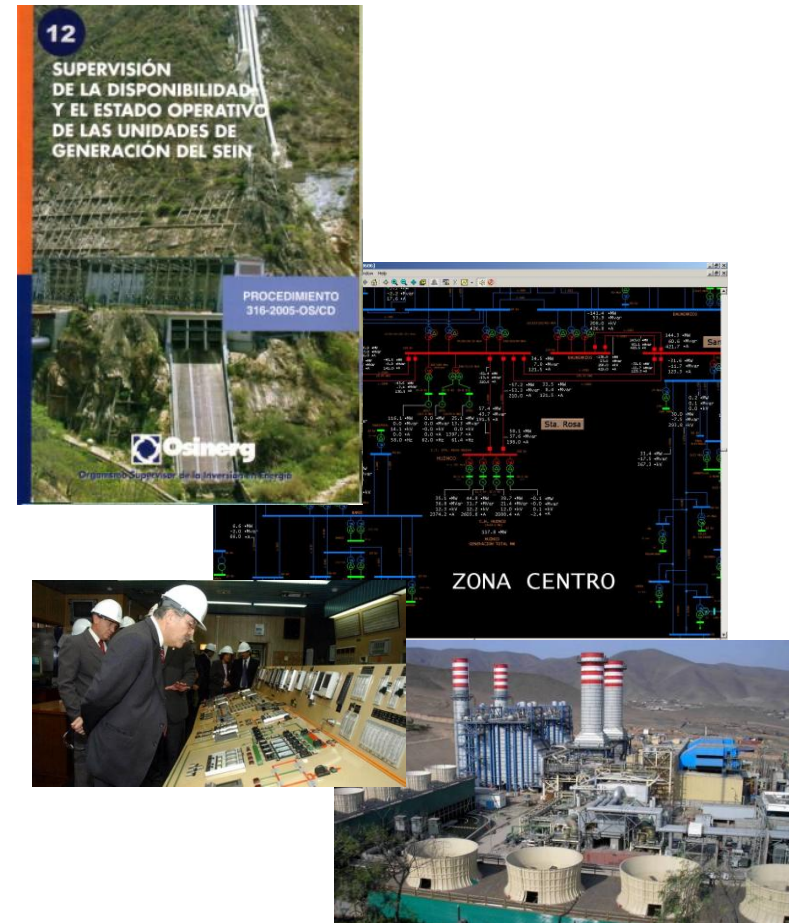
SITUACION FUTURA



Supervisión de la Generación

¿Como se sanciona?

- Se efectúa a través de multas y sanciones establecidas para cada Procedimiento, tomando en consideración efectos como el daño producido y el costo evitado. Sin embargo, las multas por la no remisión de información, así como las asociadas a no permitir el desarrollo de labores de personal de OSINERGMIN se encuentran tipificadas en una escala general.



Supervisión de la Generación

Diseño de la señal disuasiva

- Un rasgo esencial de la teoría económica del “public enforcement” consiste en el uso óptimo, desde el punto del bienestar social, de instrumentos como sanciones (por ejemplo multas), supervisión (cuyo nivel determina la probabilidad de detección de una infracción) o penas más drásticas (por ejemplo, la privación de la libertad). El esquema general considera la determinación simultánea de estos instrumentos o variables lo cual no necesariamente es factible de realizar en la práctica. Por esta razón, en un esquema más general, los montos de las multas o sanciones (m) pueden ser obtenidas asumiendo un determinado esfuerzo de supervisión (e) y un determinado período en las penas privativas de la libertad (t).

Supervisión de la Generación

Diseño de la señal disuasiva

- Para el cálculo del costo social se debe tomar en cuenta no sólo el daño directo ocasionado por la infracción o delito, sino que también se debe considerar el costo de los esfuerzos de detección (gastos de supervisión de las entidades públicas correspondientes), el costo de aplicación de una sanción (gastos judiciales), el costo administrativo de utilizar instrumentos como la privación de la libertad (gastos en prisiones), así como los distintos costos del propio infractor.

Supervisión de la Generación

Diseño de la señal disuasiva

- Estos aspectos son recogidos en el modelo de Polinsky y Shavell (1999) [1] en el cual un planificador desea obtener los valores óptimos para la sanción (m), esfuerzo de supervisión (cuyo costo es e) y pena privativa (t). El infractor obtiene un beneficio aleatorio B , cuya distribución es dada por $f(B)$ (distribución acumulada $F(B)$) y ocasiona un daño directo d . El gobierno debe hacer un esfuerzo e para detectar la infracción con una probabilidad $p(e)$. El costo de la aplicación de la sanción es k pero la probabilidad de que la sanción se aplique una vez detectada la infracción es menor a la unidad e igual a q . En el marco general, de otro lado, se considera un costo administrativo que genera la privación de la libertad, y la des-utilidad que ésta le genera al infractor por unidad de tiempo.
- [1]. Polinsky, M. y S. Shavell (1999) "The Economic Theory of Public Enforcement of Law". National Bureau of Economic Research.

Supervisión de la Generación

Diseño de la señal disuasiva

- Considerando que la función de bienestar W incorpora todos los costos y el beneficio esperado de una infracción, un planificador debe resolver el siguiente problema de optimización:

$$\text{Max}_{e,t,m} W = \int_{\tilde{B}}^{\infty} B \cdot f(B) \cdot dB - (1 - F(\tilde{B})) \cdot d + q \cdot P(e) \cdot t \cdot (\lambda + \alpha) + k - e$$

- Donde el valor límite del beneficio para la existencia de una infracción es:

$$\tilde{B} = q \cdot P \cdot (m + \lambda t)$$

Supervisión de la Generación

Diseño de la señal disuasiva

- Es decir, se considera que las infracciones son cometidas para realizaciones de mayor valor en los beneficios. Las realizaciones de menor valor no compensarían el costo esperado de cometer la infracción. Asumiendo que la probabilidad de sanción y la pena privativa están dadas en un horizonte de tiempo corto, la multa óptima m^* es dada por:

$$m^* = \frac{d}{P(e)q} + k$$

- De esta manera, la multa óptima depende del daño de la infracción, los distintos costos administrativos y de las probabilidades de detección y de éxito de la sanción. Es preciso resaltar que la sanción óptima no necesariamente es consistente con la disuasión. En particular, si los costos totales (costos administrativos y daño) generados por la infracción son menores que el beneficio, el monto óptimo de la multa no será disuasiva.

Problemática que Presentaba la Supervisión de la Actividad de Generación

Sobre la Disponibilidad

No existía un mecanismo que demostrase que las unidades de generación se encontraran en condiciones adecuadas para su operación eficiente.

Sobre el Cumplimiento del Mantenimiento

- Las limitaciones de disponibilidad de unidades de generación dificultan conseguir el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a energía.
- Las decisiones operativas en tiempo real pueden hacer variar sustancialmente la programación del mantenimiento en cualquiera de sus horizontes temporales.

Sobre la Implementación de Esquemas de Rechazo Automático de Carga

- Aún no se ha alcanzado la cabal implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.
- Se han detectado inadecuadas actuaciones de los rechazos automáticos, lo cual va en desmedro de la seguridad operativa del sistema eléctrico interconectado.

Sobre la Actividad de Generación en Sistemas Aislados

- El grado de confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico en los sistemas aislados, se halla intrínsecamente ligado a la operatividad de sus fuentes generadoras, las que se constituyen en el componente más sensible y el que origina la mayor ocurrencia de interrupciones del servicio.

Procedimientos Implementados para la Supervisión de la Generación

Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN Procedimiento OSINERGMIN N° 316-2005-OS/CD	Identificar aquellas unidades de generación que presenten problemas de disponibilidad. Una adecuada supervisión de las pruebas aleatorias, de los arranques y de los respectivos mantenimientos de las unidades de generación, permiten comprobar su real estado de conservación y operatividad.
Supervisión del Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES Procedimiento OSINERGMIN N° 399-2005-OS/CD	Coadyuvar con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos y preservar la seguridad y calidad de servicio. Las actividades de mantenimiento constituyen una variable importante en la asignación de recursos destinados a la producción de energía.
Supervisión de la implementación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación Procedimiento OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD	Que se logre una cabal implementación y adecuada actuación de los ERACG, para que la operación del SEIN sea segura y confiable. Se detecta a los agentes del sistema que no han cumplido con las obligaciones relativas del rechazo automático de carga y generación.
Supervisión de la Actividad de Generación en Sistemas Eléctricos Aislados Procedimiento OSINERGMIN N° 152-2005-OS/CD	Contribuir con mantener altas tasas de disponibilidad y márgenes de reserva suficientes para asegurar la continuidad de suministro en los sistemas aislados. El grado de continuidad del suministro en estos sistemas depende fundamentalmente de sus fuentes generadoras.

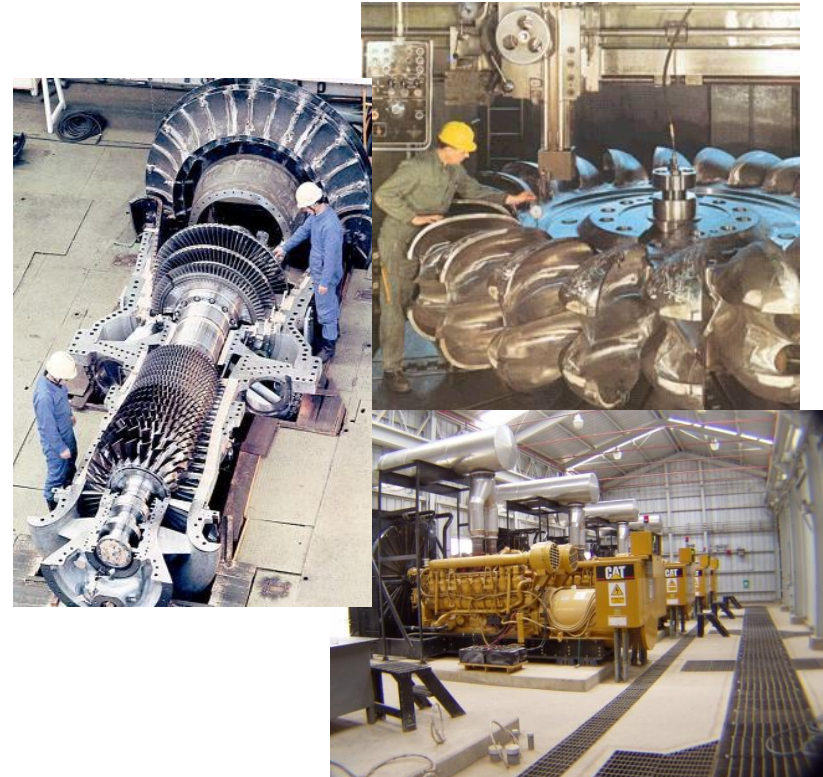
Procedimiento en Proyecto para la Supervisión de la Generación

Supervisión del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES

Proyecto de Procedimiento OSINERGMIN

Supervisar el desempeño de las unidades de generación, así como los requerimientos mínimos de información estadística. Identificar aquellas unidades de generación que presenten problemas en cuanto a su adecuada operación, basado en el tipo de tecnología de la unidad y los estándares internacionales mediante indicadores NERC.

2007/8				Factor Disponibilidad	
Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC
AGUAYTIA	TG1	TG	87,0	99,2%	92,4%
AGUAYTIA	TG2	TG	85,9	99,2%	92,4%
CHIMBOTE	TG3	TG	21,3	90,5%	95,0%
ILO 1	TG1	TG	34,6	93,0%	95,0%
ILO 1	TG2	TG	34,9	98,6%	95,0%
MALACAS	TG1	TG	14,9	87,5%	92,8%
MALACAS	TG3	TG	15,1	66,7%	92,8%
MALACAS	TG4	TG	81,2	82,3%	92,4%
MALACAS	TG2	TG	15,0	92,9%	92,8%
MOLLENDO TG	TG1	TG	36,7	73,1%	95,0%
MOLLENDO TG	TG2	TG	36,5	69,3%	95,0%
STA ROSA WEST	TG7	TG	100,0	80,7%	92,4%
STA.ROSA UTI	UTi5	TG	52,0	94,0%	92,4%
STA.ROSA UTI	UTi6	TG	53,8	70,2%	92,4%
TRUJILLO	TG4	TG	21,3	80,9%	95,0%
VENTANILLA	TG3	TG	150,0	95,1%	92,4%
VENTANILLA	TG4	TG	150,0	96,8%	92,4%
CHILCA 1	TG1	TG	180,0	94,8%	92,4%
CHILCA 1	TG2	TG	180,0	94,7%	92,4%
KALLPA	TG1	TG	180,0	98,1%	92,4%
PIURA TG	TGPIU	TG	21,0	91,8%	95,0%



Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN

Procedimiento OSINERG N° 316-2005-OS/CD

Objetivo

Verificar la disponibilidad de las unidades térmicas mediante la realización de pruebas aleatorias, y el arranque mismo de las unidades de generación requeridas por despacho; así mismo, verificar la ejecución de las actividades de mantenimiento en cuanto a la excedencia en los tiempos programados aprobados por el COES.

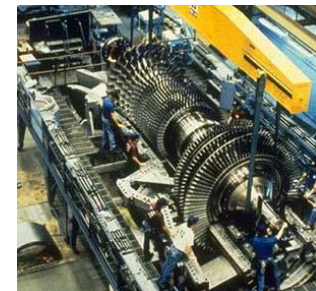
Supervisión del arranque de las unidades de generación mediante pruebas aleatorias



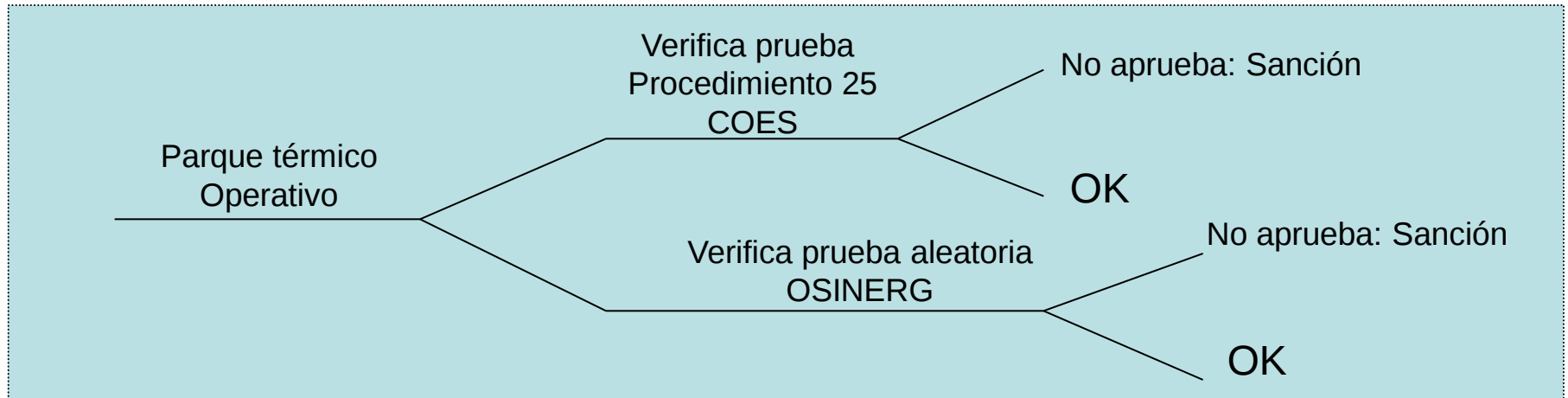
Verificación del arranque de las unidades de generación por orden del coordinador del SEIN



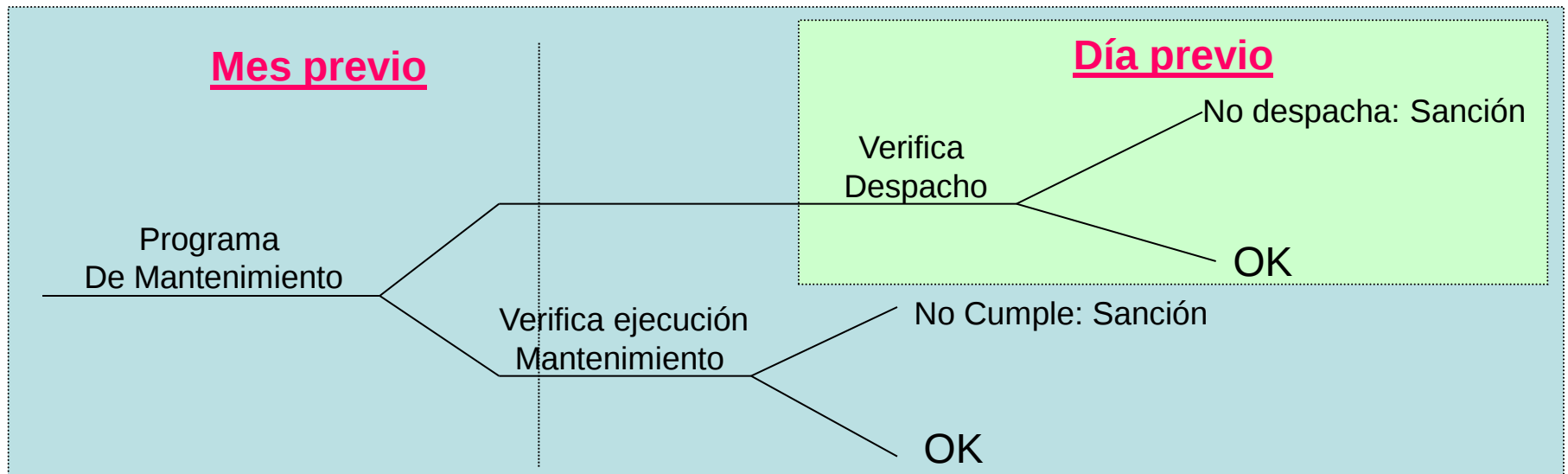
Verificación de la ejecución de las actividades de mantenimiento en el tiempo programado



Verificación aleatoria de la operatividad

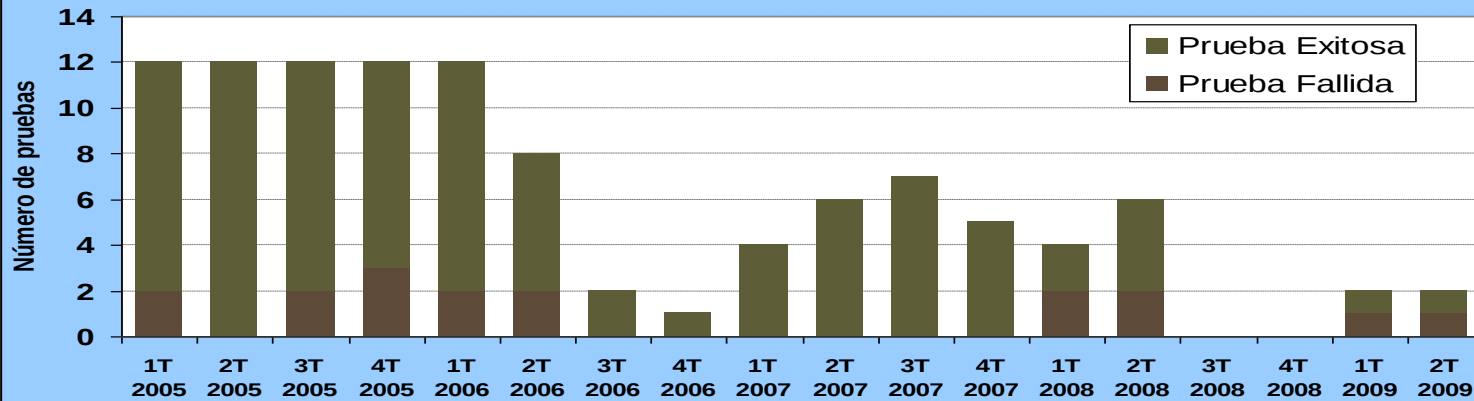


Verificación de los programas de mantenimiento y arranque por despacho_



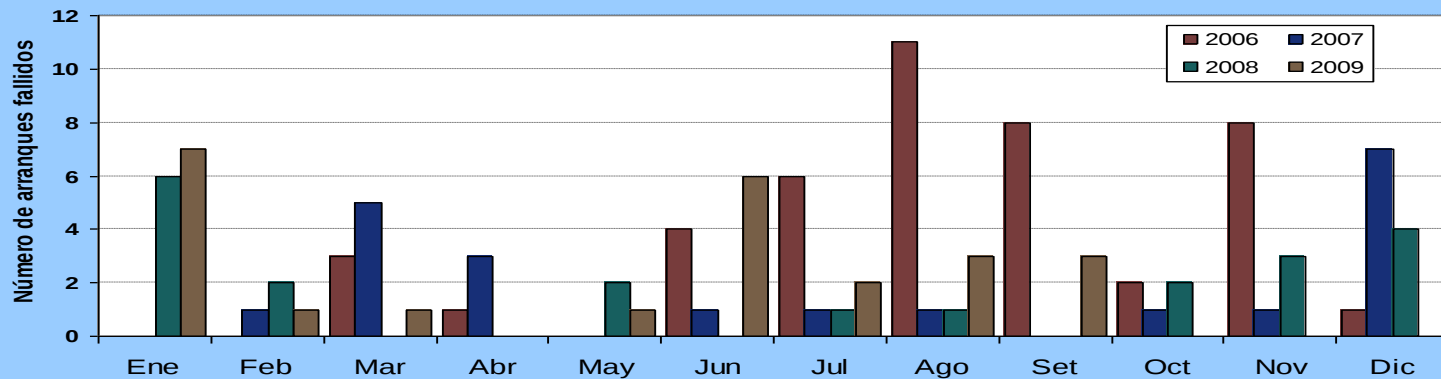
Supervisión de Pruebas Aleatorias y Arranque de Unidades

Supervisión de Pruebas Aleatorias



Nota: El segundo semestre 2008, no hubieron unidades disponibles para prueba pues todas habían operado.

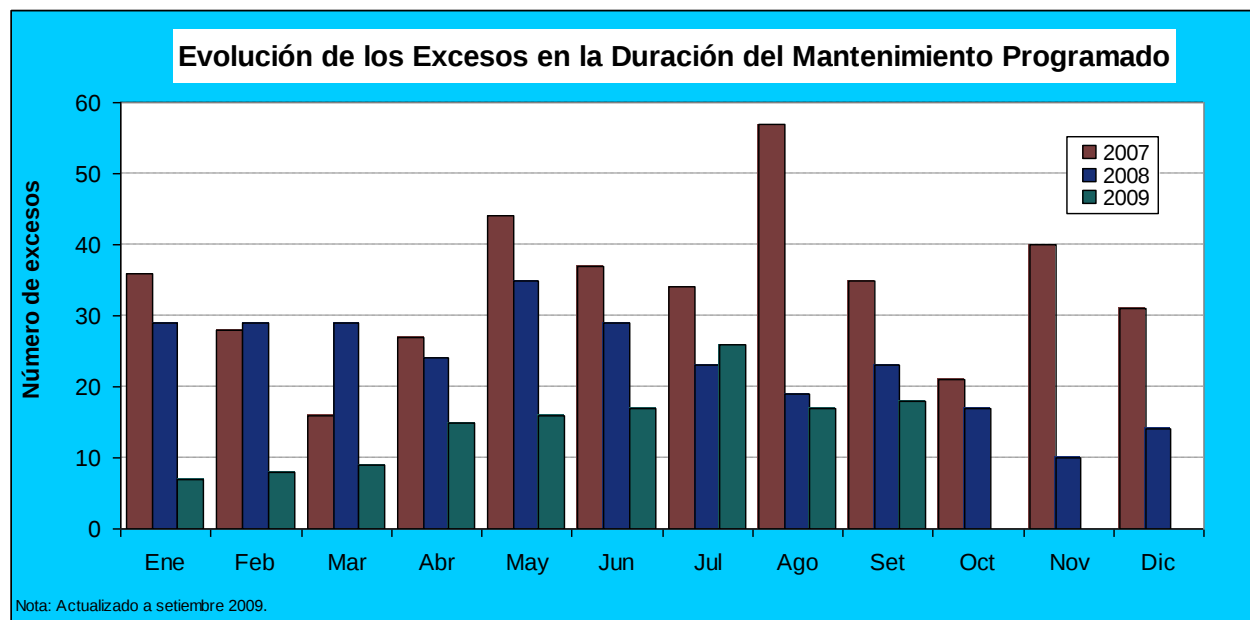
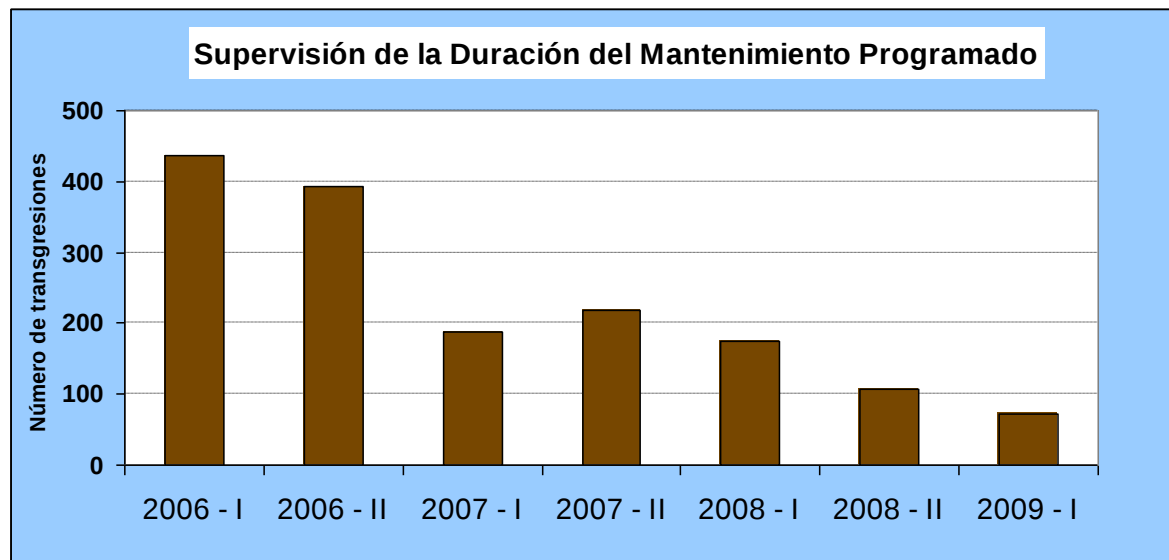
Supervisión del arranque por despacho



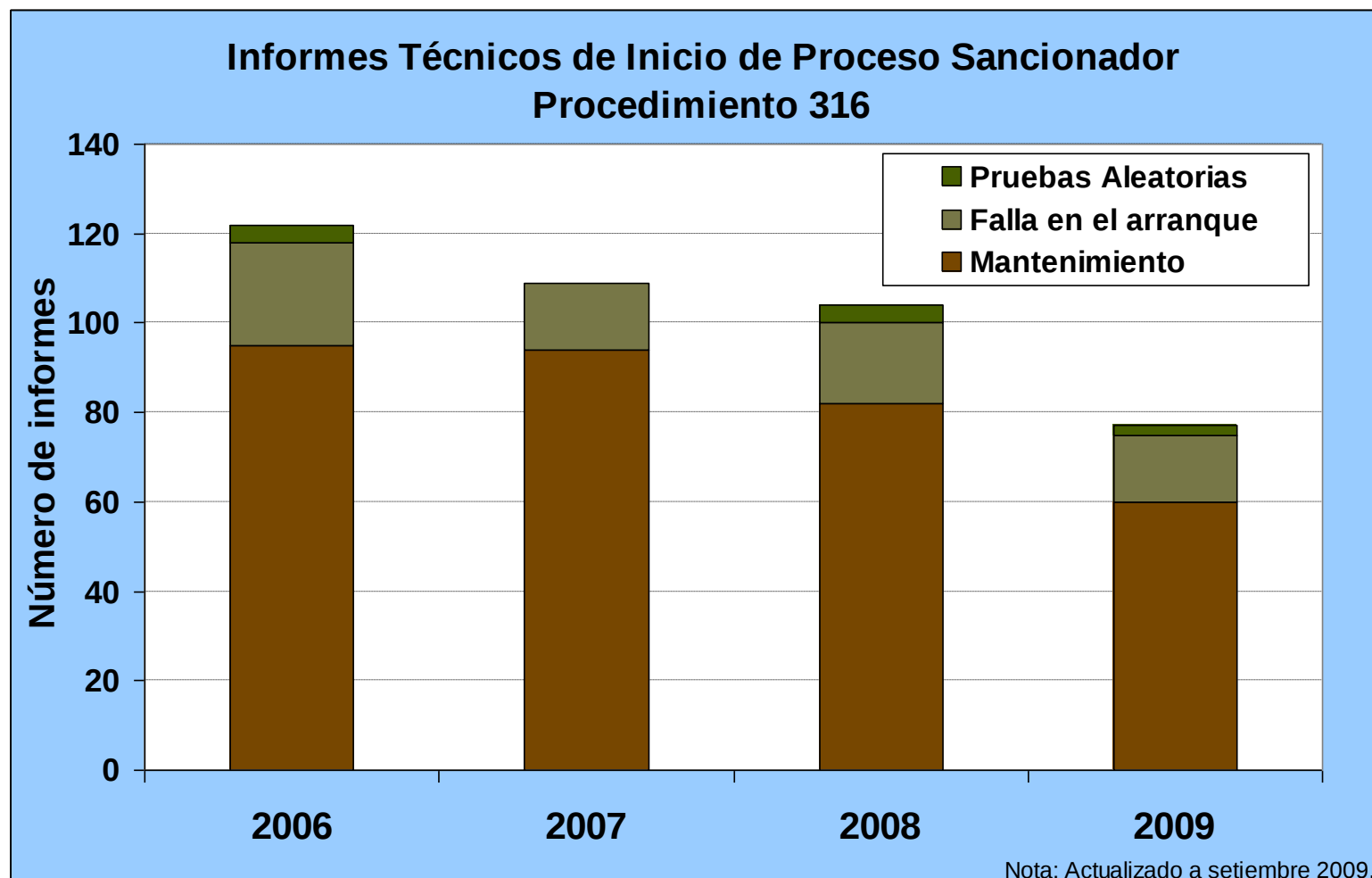
Nota: Actualizado a setiembre 2009.

Este procedimiento de supervisión recibió la Certificación ISO 9001:2000 el 11 de diciembre de 2006.

Supervisión de ejecución de actividades de mantenimiento



Supervisión en Aplicación del Procedimiento N° 316



Sanciones

Se establecen las siguientes causales para la aplicación de multas a las empresas titulares de las unidades de generación:

- Cuando la verificación de la prueba aleatoria no haya sido exitosa.

$$Multa = \frac{\text{Ingreso Garantizado por Potencia}}{\text{Probabilidad de detección}}$$

$$\text{Probabilidad de detección} = \frac{1}{n}$$

n es el número de unidades que entran al sorteo en función a lo establecido en el PR- N° 25.

- Cuando no se encuentre disponible la unidad de generación, luego de haber sido convocada al despacho por requerimiento del SEIN.

Para Central Térmica:
$$Multa = CVNC \times h \times P + \left(\sum_h (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0.25 \times P$$

Para Central Hidráulica:
$$Multa = (C + SS) \times h \times P + \left(\sum_h (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0.25 \times P$$

- Cuando exceda del plazo extendido para la actividad de mantenimiento.

Para Central Térmica:
$$Multa = CVNC \times h^e \times P + \left(\sum_{h^e} (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0.25 \times P$$

Para Central Hidráulica:
$$Multa = (C + SS) \times h^e \times P + \left(\sum_{h^e} (CMg_i - CMg'_i) \right) \times 0.25 \times P$$

h^e , es el exceso medido en horas, respecto al plazo extendido para actividades de mantenimiento. Se aceptará una tolerancia de 0.5 horas

h , es el tiempo (en horas) que la unidad tarda en reestablecer su disponibilidad

Sanciones

Para el COES

- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida en este procedimiento o se presente de manera incompleta.
- Cuando no consigne en la página WEB la información requerida dentro del plazo establecido en este procedimiento o se presente de manera incompleta.

Para las empresas titulares de unidades de generación

- Cuando la verificación de la prueba aleatoria no haya sido exitosa.
- Cuando no se encuentre justificado técnicamente el motivo por el cual el mantenimiento programado no se concluyó.
- Cuando no remita la justificación técnica o se remita fuera del plazo y/o en forma distinta a la establecida en este procedimiento.
- Cuando exceda del plazo extendido para la actividad de mantenimiento.
- Cuando no se encuentre disponible la unidad de generación, luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN.

Supervisión del Cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES

Procedimiento OSINERG N° 399-2005-OS/CD

OBJETIVO

Supervisar el desempeño del COES en cuanto a su gestión en la coordinación y programación de las actividades de mantenimiento mensual del equipamiento e instalaciones del SEIN con salida de servicio.

FUNCIONES DE PROGRAMACION DEL COES

- Busca optimizar la utilización de los recursos energéticos disponibles para atender la demanda de electricidad al mínimo costo, cumpliendo con requerimientos de seguridad y calidad.
- Coordina, programa y aprueba los programas de mantenimiento del equipamiento del SEIN.

Procedimiento OSINERG N° 399-2005-OS/CD

Cumplimiento del Programa Mensual de mantenimiento

Con este indicador de cumplimiento se verifica el porcentaje de las actividades ejecutadas con relación al programa de mantenimiento mensual aprobado.

Esto indica el volumen de actividades programadas en el mes, que no se ejecutan de acuerdo a lo previsto.

Programa de Mantenimiento

N° Actividades
que se
Ejecutaron (%)

Mantenimiento Ejecutado

N° Actividades
que fueron
Programadas (%)

Intervenciones Ejecutadas Programadas

Este indicador muestra que porcentaje de todas las actividades ejecutadas han sido programadas a partir del Programa Mensual de Mantenimiento.



Indicadores de mantenimiento

Inicialmente, se establecieron indicadores de cumplimiento respecto a los programas de mantenimiento tanto por duración como por ocurrencias (**ICPMo** e **ICPMd** - **IIEPo** e **IIEPd**); cuya evolución fue analizada.

Indicador	Descripción
ICPMo	Mide el cumplimiento de las intervenciones programadas ejecutadas respecto al total de intervenciones programadas.
ICPMd	Mide el cumplimiento del periodo (duración) de los mantenimientos programados ejecutados respecto al periodo total de mantenimientos programados.
IIEPo	Mide el cumplimiento de las intervenciones programadas ejecutadas respecto al total de intervenciones ejecutadas.
IIEPd	Mide el cumplimiento del periodo (duración) de los mantenimientos programados ejecutados respecto al periodo total de mantenimientos ejecutados.

Indicadores de mantenimiento

Metodología

Se evalúan dos indicadores de ejecución mensual:

De Cumplimiento del Programa de Mantenimiento (PMM)

Verifica las actividades programadas que han sido ejecutadas con relación al PMM, evaluando el indicador:

ICPM (Indicador de Cumplimiento del Programa de Mantenimiento), originado del cálculo del ICPMo, por Ocurrencias e ICPMd, por Duración. Este indicador tiene como valor límite inferior 55%.

$$ICPM = ICPMo \times ICPMd$$

Donde:

$$ICPMd = \frac{\sum \text{Periodo de mantenimiento programados ejecutados}}{\sum \text{Periodo de mantenimiento programados}} \times 100$$
$$ICPMo = \frac{\sum \text{Número de intervenciones de mantenimiento programadas ejecutadas}}{\sum \text{Número de intervenciones de mantenimiento programadas}} \times 100$$

Indicadores de mantenimiento

De Intervenciones Ejecutadas

Mide las actividades de mantenimiento programado que fueron ejecutadas respecto a todas las actividades de mantenimiento ejecutadas en el mes considerado, evaluando el indicador:

IIEP (Indicador de Intervenciones Ejecutadas Programadas) , originado del cálculo del IIEPo, por Ourrencias e IIEPd, por Duración. Este indicador tiene como valor límite inferior 29%.

$$\mathbf{IIEP = IIEPo \times IIEPd}$$

Donde:

$$IIEPo = \frac{\sum \text{Número de intervenciones de mantenimiento programadas ejecutados}}{\sum \text{Número de intervenciones de mantenimiento ejecutados en el mes}} \times 100$$

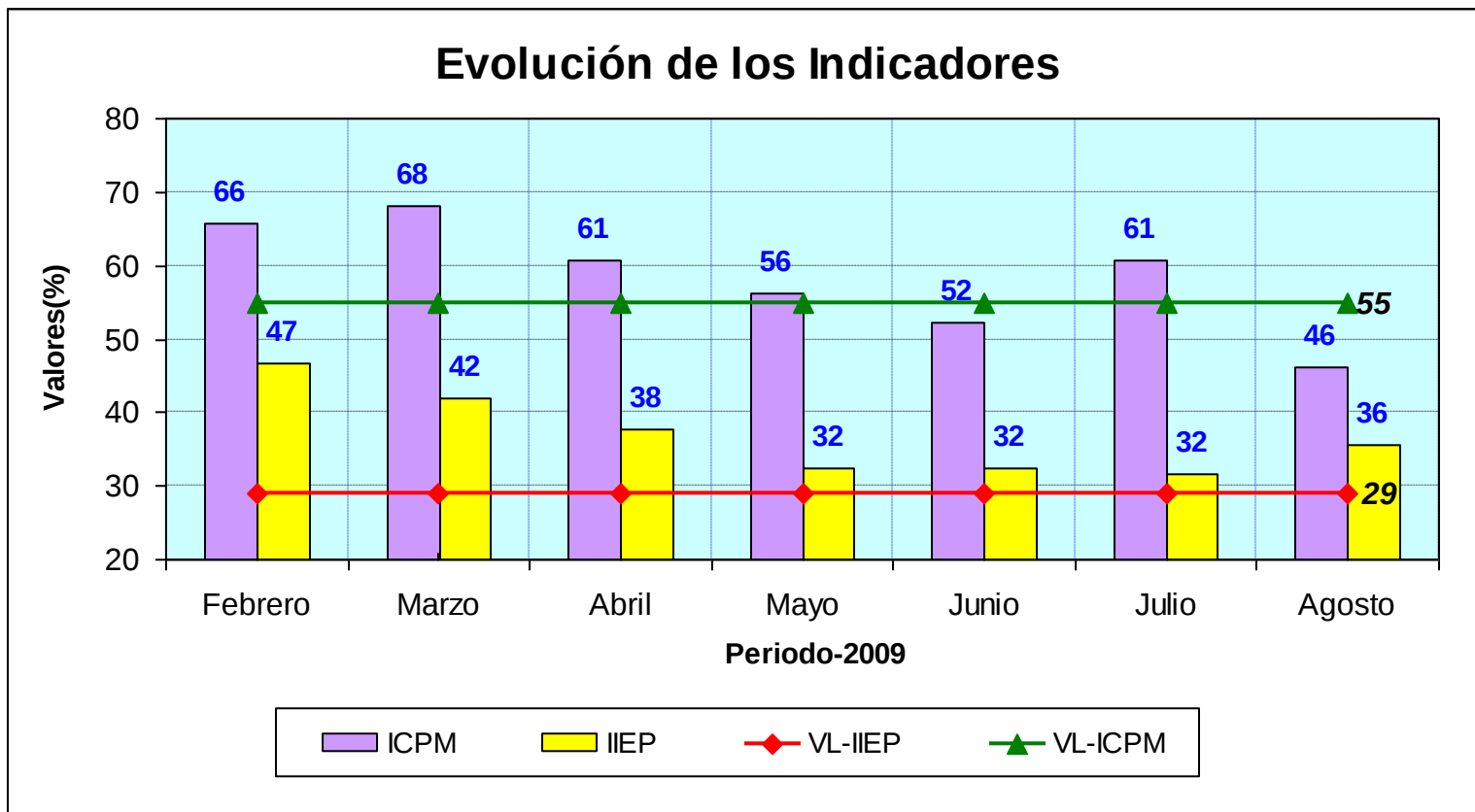
$$IIEPd = \frac{\sum \text{Periodo de mantenimiento programados ejecutados}}{\sum \text{Periodo de mantenimiento ejecutados en el mes}} \times 100$$

Indicadores de mantenimiento

Como resultado de la evaluación, se establecieron dos indicadores globales (**ICPM** e **IIEP**), los cuales se basan en el resultado de los indicadores inicialmente implementados.

Año	Mes	ICPMo	ICPMd	ICPM	IIEPo	IIEPd	IIEP
2006	septiembre	68	77	52.4%	35	47	16.5%
2006	octubre	73	80	58.4%	43	50	21.5%
2006	noviembre	74	82	60.7%	43	51	21.9%
2006	diciembre	70	73	51.1%	46	52	23.9%
2007	enero	80	83	66.4%	50	54	27.0%
2007	febrero	68	65	44.2%	60	65	39.0%
2007	marzo	60	61	36.6%	57	50	28.5%
2007	abril	62	67	41.5%	43	51	21.9%
2007	mayo	73	65	47.5%	50	51	25.5%
2007	junio	60	64	38.4%	33	37	12.2%
2007	julio	73	77	56.2%	50	58	29.0%
2007	agosto	77	81	62.4%	50	55	27.5%
2007	septiembre	78	81	63.2%	50	57	28.5%
2007	octubre	65	67	43.6%	51	63	32.1%
2007	noviembre	73	77	56.2%	59	69	40.7%
2007	diciembre	72	79	56.9%	58	69	40.0%
2008	enero	76	83	63.1%	61	72	43.9%
2008	febrero	85	80	68.0%	61	68	41.5%
2008	marzo	71	75	53.3%	50	59	29.5%
2008	abril	76	79	60.0%	50	54	27.0%
2008	mayo	75	82	61.5%	55	67	36.9%
2008	junio	78	87	67.9%	53	66	35.0%
				55.0%			29.5%

Evolución Indicadores de mantenimiento



Se encuentra en trámite su certificación ISO 9001:2000

Sanciones

Para el COES

- El OSINERGMIN evaluará los resultados de la verificación del grado de cumplimiento a partir de los indicadores antes señalados.
- Propuesta de multa: Considerando que el adecuado mantenimiento garantiza capacidad de generación, y la capacidad de generación se encuentra relacionada con la remuneración por potencia, el valor económico es establecido en función de la valorización de la máxima demanda mensual al Precio Marginal de la Potencia.

Supervisión de la implementación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga y Generación

Procedimiento OSINERGMIN N° 489-2008-OS/CD

OBJETIVO

Supervisar la implementación y actuación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación ([ERACG](#)). La supervisión incluye también la etapa de elaboración del Estudio para obtener los referidos esquemas.

METODOLOGIA

- Se verifica la entrega de información por parte de los agentes al COES, para la ejecución del Estudio.
- Se verifica la aprobación del Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación que elabora el COES.
- Se verifica el proceso de implementación de los ERACG.
- El OSINERGMIN tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN podrá realizar inspecciones de campo para verificar la implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación

VERIFICACIÓN DE LA ENTREGA DE INFORMACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DEL ESTUDIO

El estudio debe definir los ERACG para un año determinado. Este estudio se elabora e implementa el año previo.

- Los integrantes del SEIN entregan la información que el COES requiere, para la elaboración del Estudio hasta el 31 de marzo de cada año.
- El COES tiene plazo hasta el 15 de abril de cada año para informar al OSINERGMIN los incumplimientos en la entrega de la información requerida por parte de los integrantes del SEIN.
- Con la información recibida, el COES elabora y actualiza el modelo dinámico del SEIN y efectúa las simulaciones requeridas para el estudio.

VERIFICACIÓN DE LA APROBACIÓN DEL ESTUDIO RACG ELABORADO POR EL COES

Los esquemas a ser establecidos en el estudio RACG deben tomar como referencia el esquema RACG vigente durante el año de realización del Estudio.

- El COES tiene plazo hasta el 31 de agosto de cada año para remitir a los Integrantes del SEIN el Informe Preliminar del Estudio.
- Los integrantes del SEIN podrán presentar al COES sus observaciones al Informe Preliminar hasta el 15 de setiembre, las cuales serán remitidas por el COES al OSINERGMIN para su conocimiento.
- El Informe Final del Estudio y los ERACG serán aprobados por el COES hasta el 30 de setiembre de cada año y serán remitidos a los integrantes del SEIN para su implementación, con copia al OSINERGMIN en la misma fecha, adjuntando los respectivos documentos de levantamiento de observaciones y la Distribución de las magnitudes de Rechazos de Carga por mínima frecuencia totales por etapa Requeridos para cada Cliente.

VERIFICACIÓN DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RACG

El OSINERGMIN tomando muestras representativas entre los integrantes del SEIN podrá realizar inspecciones de campo para verificar la implementación de los esquemas de rechazo automático de carga y generación.

Esquema de Rechazo Automático de Carga - Zona Centro

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA (Hz)	TEMPORIZACION (s)	ARRANQUE (Hz)	PENDIENTE (Hz / s)	TEMPORIZACION (s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	5,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	3,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

Esquema de Rechazo Automático de Carga - Zona Norte

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,75	0,30
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,75	0,30
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,75	0,30
4	10,0%	58,70	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
5	10,0%	58,60	0,15			
6	6,0%	58,50	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz

Esquema de Rechazo Automático de Carga - Zona Centro

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-0,65	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-0,65	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-0,65	0,15
4	5,0%	58,70	0,15	59,8	-1,1	0,15
5	3,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			
(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz						

Esquema de Rechazo Automático de Carga - Zona Sur

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES DE UMBRAL		RELES DE DERIVADA		
		FRECUENCIA	TEMPORIZACION	ARRANQUE	PENDIENTE	TEMPORIZACION
		(Hz)	(s)	Hz	(Hz / s)	(s)
1	5,2%	59,00	0,15	59,8	-1,1	0,15
2	7,8%	58,90	0,15	59,8	-1,1	0,15
3	4,0%	58,80	0,15	59,8	-1,1	0,15
4	10,0%	58,70	0,15	59,8	-1,5	0,15
5	10,0%	58,60	0,15	(1) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia		
6	7,5%	58,50	0,15			
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0			

(2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz

(3) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de derivada de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0.35 s

Esquemas para desconexión automática por sobrefrecuencia

CENTRAL	UNIDAD	AJUSTES DE DERIVADA			AJUSTES DE UMBRAL	
		(Hz / s)	(Hz)	(s)	(Hz)	(s)
		En condición AND				
C.T. Aguaytía	TG1				61,0	0,0
C.H. Carhuaquero	G3	1,20	60,5	0,5	61,0	15,0
C.H. Callahuanca	G4				61,3	2,0
C.H. Cahua	G2				61,3	3,0
C.T. Tumbes	MAK1	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.T. Tumbes	MAK2	1,80	60,2	0,2	61,3	1,0
C.H. Chimay	G1				61,5	1,5
C.H. Chimay	G2				61,5	3,0
C.H. Gallito Ciego	G1				61,5	15,0
T.G. Piura	TG				61,7	0,2
C.T. Malacas	TG1	2,00	60,2	0,4	61,7	0,3
C.T. Malacas	TG2	2,00	60,2	0,6	61,7	0,3
C.H. Cañón del Pato	G2	1,10	60,2	0,5	61,9	0,3
C.H. Machupicchu	G2				62,0	0,3
C.H. Gallito Ciego	G2				62,3	0,3
C.H. San Gabán II	G2	1,19	61,0	0,3	62,5	0,3

EVALUACIÓN DE LA ACTUACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE RACG VIGENTES

- Cuando se activen los ERACG los integrantes del SEIN elaboran y entregan al COES información relativa a la actuación de los referidos esquemas.
- El COES evalúa la actuación de los referidos esquemas. Si la actuación esperada del relé y la señalización de disparo del relé son iguales, entonces la actuación de la etapa correspondiente es adecuada, caso contrario el relé de frecuencia no operó en forma adecuada.
- Esta información será reportada al OSINERGMIN en el Informe Técnico, de conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE.
- Toda la información del proceso es remitida por los integrantes del Sistema y el COES a un sistema extranet.

ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA AÑO 2009

Sistema de Recepción de Información de la GFE - Bienvenido al Sistema - Mozilla Firefox

Archivo Editar Ver Historial Marcadores Herramientas Ayuda

http://gfe.osinerg.gob.pe/GFESEIN/JPage?page=racmf_view

Sistema de Recepción de Informació...

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bienvenido :: SEIOSINERG
ESTUDIO 2009 (2009)

Fin de Sesión

Bienvenida Estudio Esquemas Implementación Supervisión Reportes Cargas Preferencia Finalizar Sesión

Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (F02)

La última fecha de modificación es : 19/12/2008 00:00:00

Indique la zona que desea consultar:

Nro	Etapa #	Rechazo		Relés por Umbral		Reles por deridada de frecuencia		
		Etapa %	Acumulado %	Arranque (Hz)	Tiempo (seg)	Arranque' (Hz)	Pendiente (Hz/seg)	Tiempo (seg)
1	Etapa 1	5.2	5.2	59.0	0.15	59.8	-0.75	0.3
2	Etapa 2	7.8	13.0	58.9	0.15	59.8	-0.75	0.3
3	Etapa 3	4	17.0	58.8	0.15	59.8	-0.75	0.3
4	Etapa 4	10	27.0	58.7	0.15			
5	Etapa 5	8	35.0	58.6	0.15			
6	Reposición	2.5	37.5	59.1	30.0			

[Volver]

Derechos Reservados Osinergmin - Lima - Perú

Terminado

DISTRIBUCIÓN DEL ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA AÑO 2009

Sistema de Recepción de Información de la GFE - Bienvenido al Sistema - Mozilla Firefox

Archivo Editar Ver Historial Marcadores Herramientas Ayuda

http://gfe.osinerg.gob.pe/GFESEIN/JPage?page=racmf06_vista

Sistema de Recepción de Informació...

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bienvenido :: SEIOSINERG
ESTUDIO 2009 (2009)

Fin de Sesión

Bienvenida Estudio Esquemas Implementación Supervisión Reportes Cargas Preferencia Finalizar Sesión

Distribución de RACMF requerido por el COES a los Clientes (F05)

La última fecha de modificación es : 27/01/2009 00:00:00

Nro	Zonas	Clientes	Suministrador	Demanda de Referencia (MW)	Rechazos de carga por etapa						Rechazo Total	
					Etapas 1 (MW)	Etapas 2 (MW)	Etapas 3 (MW)	Etapas 4 (MW)	Etapas 5 (MW)	Reposición (MW)	(MW)	(%)
1	Zona Centro	ACEROS AREQUIPA	ELECTROPERU	64.77	3.368	5.052	2.591	1.943	1.943	1.619	16.516	25,50
2	Zona Centro	AIPSA	CAHUA	3.15	0.164	0.246	0.126	0.094	0.094	0.079	0.803	25,49
3	Zona Centro	ALICORP	ENERSUR	11.25	0.585	0.877	0.45	0.337	0.337	0.281	2.867	25,48
4	Zona Centro	ARGENTUM	ATOCONGO	6.83	0.355	0.533	0.273	0.205	0.205	0.171	1.742	25,51
5	Zona Centro	ATACUCHA	TERMOSELVA	7.98	0.415	0.623	0.319	0.24	0.24	0.2	2.037	25,53
6	Zona Centro	MINERA AUSTRIA DUVAZ	TERMOSELVA	2.04	0.106	0.159	0.082	0.061	0.061	0.051	0.52	25,49

Terminado

En el ERACMF 2009 participaron 100 empresas cliente del SEIN (16 empresas distribuidoras y 84 clientes libres).

ACTUACIONES DEL ERACG 2009 EN EL SISTEMA EXTRANET DEL OSINERGMIN

Sistema de Recepción de Información de la GFE - Bienvenido al Sistema - Mozilla Firefox

Archivo Editar Ver Historial Marcadores Herramientas Ayuda

http://gfe.osinerg.gob.pe/GFESEIN/IPage?page=actracg_lista

Sistema de Recepción de Informació...

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bienvenido :: SEIOSINERG
ESTUDIO 2009 (2009)

Fin de Sesión

Bienvenida Estudio Esquemas Implementación Supervisión Reportes Cargas Preferencia Finalizar Sesión

Eventos del RACG de 2009

Evento RACG				Evaluación RACG		Actuación ERACG		
Nro.	Fecha del evento	Causa del evento	Fecha de Información	Informe Técnico	Fecha de Información	ERACMF(MW)	ERACMT(MW)	EDAGSF(MW)
1	23/01/2009 11:14:03	A las 11:14 h salió de servicio la C.T. Ilo 2 con 135 MW	23/01/2009 13:03:01	SCO-16IF-2009 SCO-16IPI-2009 SCO-16IP-2009 IT_SEV-004-2009	29/01/2009 08:15:58 02/03/2009 09:38:56 02/03/2009 09:38:56 19/03/2009 11:39:06	25.032		
2	04/02/2009 13:52:39	A las 11:09 h la C.H. Chimay tuvo que reducir su generación.	04/02/2009 13:54:59	SCO-26 IP - 2009 IT_SEV-012-2009-1 SCO-26 IPI - 2009 SCO-26 IF - 2009	05/02/2009 08:27:59 19/03/2009 11:47:04 27/04/2009 14:05:38 27/04/2009 14:05:39	30.003		

Terminado

- El COES registra en el sistema extranet los eventos con perturbación de frecuencia (plazo de 4 horas).
- Luego las empresas cliente y generadores registran la actuación de sus esquemas de RACG (plazo 60 horas).
- Finalmente el COES evalúa la correcta actuación de los esquemas.
- El Osinergmin supervisa el correcto cumplimiento estas actividades.

ACTUACIONES DEL ERACG 2009 EN EL SISTEMA EXTRANET DEL OSINERGMIN

Sistema de Recepción de Información de la GFE - Bienvenido al Sistema - Mozilla Firefox

Archivo Editar Ver Historial Marcadores Herramientas Ayuda

http://gfe.osinerg.gob.pe/GFESEIN/JPage?page=actracg_racmf_det&pos=19

Sistema de Recepción de Informació...

Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bienvenido :: SEIOSINERG
ESTUDIO 2009 (2009)

Fin de Sesión

Bienvenida Estudio Esquemas Implementación Supervisión Reportes Cargas Preferencia Finalizar Sesión

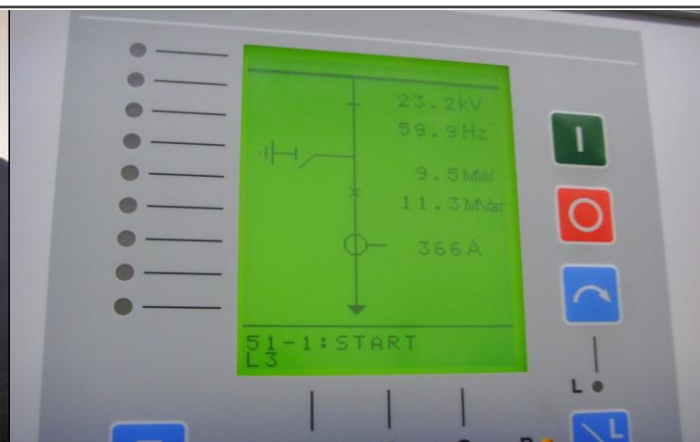
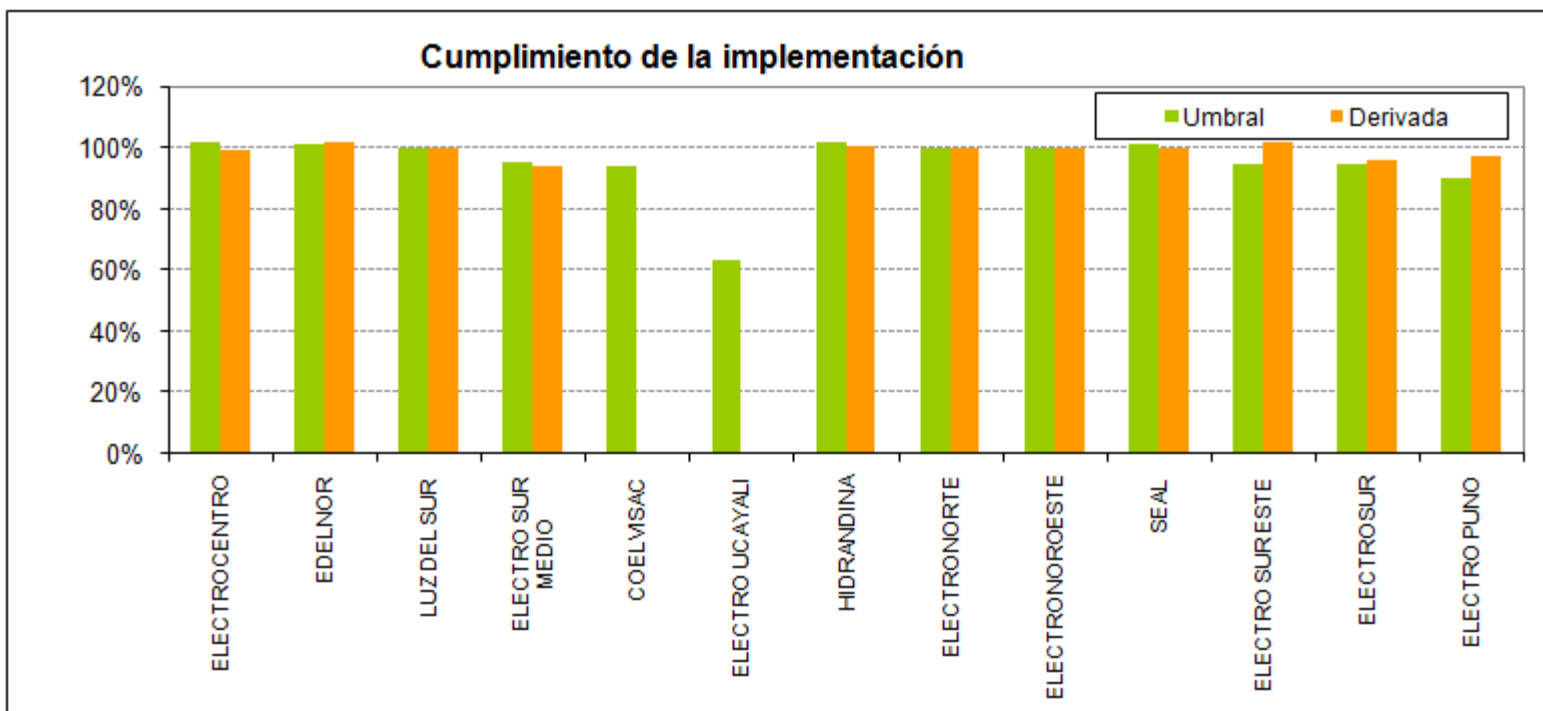
Actuaciones del ERACMF informadas por los Clientes

Empresa	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Etapas 5	Reposición	Total
COELVISAC	3.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.05
MINERA ANTAMINA	4.00	6.00	7.00	0.00	0.00	2.50	19.50
DOE RUN	10.00	5.50	0.00	0.00	0.00	1.60	17.10
EDELNOR	26.30	49.89	30.41	10.56	0.00	14.93	132.10
LUZ DEL SUR	33.71	53.81	28.92	25.52	0.00	17.86	159.82
ELECTROCENTRO	2.92	4.40	0.54	0.86	0.00	0.00	8.72
ELECTRONORTE	2.39	6.52	2.29	5.27	0.00	3.80	20.27
ELECTRONOROESTE	3.13	6.66	6.62	3.70	0.00	0.00	20.11
ELECTROSUR	1.40	1.40	1.90	1.20	0.00	0.00	5.90
ELECTRO SUR ESTE	1.86	3.09	2.58	1.90	0.00	0.00	9.43
ELECTRO SUR MEDIO	4.90	4.67	0.90	0.00	0.00	1.90	12.37
ELECTRO UCAYALI	1.20	1.40	0.66	1.50	0.00	0.00	4.76
FUNSUR	0.15	0.26	0.00	0.08	0.00	0.10	0.59
HORIZONTE	0.24	0.00	0.79	0.00	0.00	0.00	1.03
BARRICK MISOQUICHIL CA	0.90	1.46	1.30	2.20	1.38	0.00	7.24

Terminado

Reporte de actuación de etapas del ERACMF ante un evento con perturbación de la frecuencia.

CUMPLIMIENTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ERACMF 2009



Sanciones

Para el COES-SINAC

- Cuando no elabore el estudio dentro de los plazos establecidos.
- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida o se presente de manera incompleta o inexacta.

Para los INTEGRANTES

- Cuando no implementen los ERACG.
- Cuando el esquema implementado por declaración jurada no corresponda con el encontrado en la inspección en el campo.
- Cuando no remita la información requerida dentro del plazo y forma establecida o se presente de manera incompleta o inexacta.

Supervisión del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES

Proyecto de Procedimiento

OBJETIVO

Supervisar el desempeño de las unidades de generación, así como los requerimientos mínimos de información estadística

El procedimiento será de aplicación para las empresas que desarrollan la actividad de generación eléctrica para el suministro al SEIN, cuyas unidades de generación son despachadas por el COES.

METODOLOGIA

- El OSINERGMIN solicita información para determinar indicadores de desempeño de las unidades de generación del SEIN (Indisponibilidad fortuita por fallas, Indisponibilidad por mantenimiento, Horas equivalentes de Operación, Potencia Efectiva y Rendimiento, Plan de contingencias operativas).
- Estos indicadores guardan relación con los indicadores de la NERC (North American Electric Reliability Council).
- Las Empresas y el COES proporcionarán la información requerida en los formatos, modalidad y plazos establecidos en el presente procedimiento.
- La supervisión se realizará por cada unidad y/o central de generación, para un periodo de evaluación semestral, con el resultado se priorizarán las inspecciones de campo a las instalaciones de generación del SEIN.

INDICADORES

Indicador	Sigla	Fórmula	Variables	Unidad	Tolerancia
Factor de Disponibilidad Programada	FIP	$FIP = \frac{HIN}{PE} \times 100$	HIP: Horas de Disponibilidad Programada.	%	SOF (NERC)
Factor de Disponibilidad fortuita	FIF	$FIF = \frac{HIP}{PE} \times 100$	HIN: Horas de Disponibilidad No Programada.	%	FOF (NERC)
Tasa de Disponibilidad fortuita	TIF	$TIF = \frac{HIF}{HS + HIF} \times 100$	HIF: Horas de Disponibilidad Fortuita. HS: Horas en Servicio.	%	FOR (NERC)
Frecuencia de Fallas Fortuitas	NF	NF = N°	NF = Número de Disponibilidades Fortuitas.	N°	Definido por OSINERGMIN
Frecuencia de Restricciones	NR	NR = N°	NF = Número de Restricciones	N°	Definido por OSINERGMIN
Índice de Recurrencia	Ir	Ir = N°	Ir = Número de Disponibilidades Fortuitas por la misma Componente y/o Causa, en las horas de operación en el período de evaluación.	N°	Definido por OSINERGMIN

Las tolerancias de cumplimiento serán las que refiere la NERC.

INDICADORES

- El Factor de Indisponibilidad Programada (FIP) y el Factor de Indisponibilidad Fortuita (FIF), miden el desempeño de la gestión de la Empresa de Generación, y la coordinación de los mantenimientos, en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento, considerando además en el segundo factor el componente de error humano y los periodos de operación con restricción.
- La Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF), mide el porcentaje de tiempo que la unidad ha estado indisponible por evento fortuito sobre el periodo que estuvo en servicio.
- La Frecuencia de Fallas Fortuitas (NF), indica el número de Indisponibilidades Fortuitas en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento.
- La Frecuencia de Restricciones (NR), indica el número de Restricciones en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento.
- El Índice de Recurrencia (Ir), mide la persistencia de las indisponibilidades fortuitas debida a la misma causa en un componente, en el periodo de evaluación definido para el presente procedimiento, permite mostrar que a pesar de haberse presentado más de una falla no se han tomado las medidas correctivas de mantenimiento necesarias para evitar su repetición.

Supervisión del desempeño de las unidades de generación despachadas por el COES generación

Resultados

		2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Codigo Coes	Central	Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
98	258	AGUAYTIA	TG1	TG	87.0	98.9%	92.4%	1.1%	5.5%	0.3%	2.2%	0.3%	25.3%	8652
99	258	AGUAYTIA	TG2	TG	85.9	98.8%	92.4%	1.2%	5.5%	0.1%	2.2%	0.1%	25.3%	8392
70	981	CHIMBOTE	TG1	TG	21.3	87.2%	95.0%	12.8%	3.5%	6.3%	1.5%	33.9%	34.6%	1072
72	981	CHIMBOTE	TG3	TG	21.3	96.4%	95.0%	3.6%	3.5%	1.9%	1.5%	10.8%	34.6%	1351
174	1213	ILO 1	TG1	TG	34.6	97.4%	95.0%	2.6%	3.5%	0.1%	1.5%	1.0%	34.6%	817
175	1213	ILO 1	TG2	TG	34.9	98.6%	95.0%	1.4%	3.5%	0.7%	1.5%	4.8%	34.6%	1276
36	275	MALACAS	TG1	TG	14.9	80.1%	92.8%	19.9%	4.3%	4.3%	2.9%	14.4%	60.8%	2247
37	275	MALACAS	TG3	TG	15.1	0.0%	92.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0
38	275	MALACAS	TG4	TG	81.2	93.6%	92.4%	6.4%	5.5%	0.6%	2.2%	0.6%	25.3%	8118
104	275	MALACAS	TG2	TG	15.0	71.3%	92.8%	28.7%	4.3%	2.2%	2.9%	5.4%	60.8%	3428
180	1222	MOLLENDO TG	TG1	TG	36.7	6.8%	95.0%	93.2%	3.5%	52.1%	1.5%	100.0%	34.6%	0
181	1222	MOLLENDO TG	TG2	TG	36.5	5.8%	95.0%	94.2%	3.5%	52.1%	1.5%	100.0%	34.6%	0
33	1066	STA ROSA WEST	TG7	TG	100.0	84.0%	92.4%	16.0%	5.5%	4.5%	2.2%	13.6%	25.3%	2511
34	289	STA.ROSA UTI	UTI5	TG	52.0	95.9%	92.4%	4.1%	5.5%	0.4%	2.2%	1.3%	25.3%	2389
35	289	STA.ROSA UTI	UTI6	TG	53.8	96.8%	92.4%	3.2%	5.5%	1.6%	2.2%	4.0%	25.3%	3322
96	991	TRUJILLO	TG4	TG	21.3	28.2%	95.0%	71.8%	3.5%	0.7%	1.5%	26.1%	34.6%	168
13	290	VENTANILLA	TG3	TG	150.0	96.3%	92.4%	3.7%	5.5%	0.4%	2.2%	0.5%	25.3%	8071
14	290	VENTANILLA	TG4	TG	150.0	97.0%	92.4%	3.0%	5.5%	0.6%	2.2%	0.6%	25.3%	8312
197	11513	CHILCA 1	TG1	TG	180.0	93.1%	92.4%	6.9%	5.5%	3.0%	2.2%	3.2%	25.3%	8002
198	11513	CHILCA 1	TG2	TG	180.0	96.6%	92.4%	3.4%	5.5%	0.5%	2.2%	0.5%	25.3%	8279
202		KALLPA	TG1	TG	180.0	62.6%	92.4%	37.4%	5.5%	15.6%	2.2%	18.1%	25.3%	6168
105		PIURA TG	TGPIU	TG	21.0	45.5%	95.0%	54.5%	3.5%	22.4%	1.5%	45.6%	34.6%	2344
ENERGIA INDISPONIBLE TOTAL (GWh)						2019.7								
ENERGIA INDISPONIBLE ANUAL EN EXCESO DE LA NERC (GWh)						1387.4								

Unidades Turbo Vapor

		2008				Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Codigo Coes	Central	Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
139	1223	CHILINA VAPOR	CCOMB	TV	16.7	68.5%	90.8%	31.5%	7.3%	24.3%	1.9%	67.1%	5.5%	1043
133	1223	CHILINA VAPOR	TV1	TV	4.0	99.4%	90.8%	0.6%	7.3%	0.6%	1.9%	100.0%	5.5%	0
134	1223	CHILINA VAPOR	TV2	TV	6.2	66.9%	90.8%	33.1%	7.3%	26.3%	1.9%	76.2%	5.5%	719
135	1223	CHILINA VAPOR	TV3	TV	9.9	59.0%	90.8%	41.0%	7.3%	19.3%	1.9%	57.1%	5.5%	1267
170	1213	ILO 1	TV1	TV	23.2	92.6%	90.8%	7.4%	7.3%	7.4%	1.9%	100.0%	5.5%	0
171	1213	ILO 1	TV2	TV	23.2	94.3%	90.8%	5.7%	7.3%	1.2%	1.9%	5.0%	5.5%	1962
172	1213	ILO 1	TV3	TV	71.7	81.7%	90.8%	18.3%	7.3%	0.9%	1.9%	1.1%	5.5%	7113
173	1213	ILO 1	TV4	TV	55.3	94.4%	90.8%	5.6%	7.3%	0.1%	1.9%	0.1%	5.5%	6012
192	1217	ILO 2	TV21	TV	141.8	93.7%	88.6%	6.3%	7.8%	0.1%	3.6%	0.1%	4.1%	8221
58	987	SAN NICOLAS	TV1	TV	19.7	76.7%	90.8%	23.3%	7.3%	0.9%	1.9%	1.8%	5.5%	4004
59	987	SAN NICOLAS	TV2	TV	19.4	77.5%	90.8%	22.5%	7.3%	5.8%	1.9%	10.3%	5.5%	4466
60	987	SAN NICOLAS	TV3	TV	25.4	90.0%	90.8%	10.0%	7.3%	0.8%	1.9%	1.0%	5.5%	7126
196	290	VENTANILLA	TV	TV	180.0	98.1%	86.4%	1.9%	10.6%	1.1%	3.1%	1.3%	7.1%	7224
ENERGIA INDISPONIBLE TOTAL (GWh)						477.1								
ENERGIA INDISPONIBLE ANUAL EN EXCESO DE LA NERC (GWh)						178.8								

Unidades MCI

		2008					Factor Disponibilidad		Factor de Mantenimiento		Factor de Fallas		Tasa de Salida Forzada		Horas de Operacion
Codigo Coes	Central	Ubicación	Equipo	Tipo	Potencia	Opera Comercial	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	SEIN	NERC	
161	10817	BELLAVISTA	ALCO	REC	1.5	01/01/2003	79.4%	94.5%	20.6%	3.4%	3.4%	2.2%	89.2%	26.9%	36
162	10817	BELLAVISTA	DEUTZ2	REC	0.3	01/01/2003	0.0%	94.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0
159	1211	BELLAVISTA	MAN1	REC	1.9	01/01/2003	3.4%	94.5%	96.6%	3.4%	1.1%	2.2%	35.6%	26.9%	174
160	1211	BELLAVISTA	MAN2	REC	1.8	01/01/2003	0.0%	94.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	174
182	1215	CALANA 123	GD1	REC	6.2	01/01/2003	2.2%	94.5%	97.8%	3.4%	15.3%	2.2%	100.0%	26.9%	0
183	1215	CALANA 123	GD2	REC	6.6	01/01/2003	2.2%	94.5%	97.8%	3.4%	15.3%	2.2%	100.0%	26.9%	0
184	1215	CALANA 123	GD3	REC	6.2	01/01/2003	2.2%	94.5%	97.8%	3.4%	15.3%	2.2%	100.0%	26.9%	0
185	1308	CALANA 4	GD4	REC	6.4	01/01/2003	2.2%	94.5%	97.8%	3.4%	4.4%	2.2%	100.0%	26.9%	0
66	985	CHICLAYO OESTE	GMT1	REC	4.3	01/01/2003	63.1%	94.5%	36.9%	3.4%	8.6%	2.2%	15.6%	26.9%	4074
67	985	CHICLAYO OESTE	GMT2	REC	4.1	01/01/2003	82.2%	94.5%	17.8%	3.4%	9.0%	2.2%	16.2%	26.9%	4075
65	985	CHICLAYO OESTE	GMT3	REC	4.3	01/01/2003	16.9%	94.5%	83.1%	3.4%	4.3%	2.2%	8.5%	26.9%	4075
68	985	CHICLAYO OESTE	SZ1	REC	5.5	01/01/2003	84.8%	94.5%	15.2%	3.4%	9.7%	2.2%	17.3%	26.9%	4074
69	985	CHICLAYO OESTE	SZ2	REC	5.8	01/01/2003	71.9%	94.5%	28.1%	3.4%	6.2%	2.2%	11.8%	26.9%	4074
136	1205	CHILINA DIESEL	SLZ1	REC	5.1	01/01/2003	1.6%	94.5%	98.4%	3.4%	54.8%	2.2%	100.0%	26.9%	0
137	1205	CHILINA DIESEL	SLZ2	REC	5.3	01/01/2003	1.6%	94.5%	98.4%	3.4%	52.9%	2.2%	100.0%	26.9%	0
165	1212	DOLORESPATA 1	ALCO1	REC	1.8	01/01/2003	50.0%	94.5%	50.0%	3.4%	5.7%	2.2%	29.7%	26.9%	609
166	1212	DOLORESPATA 1	ALCO2	REC	1.8	01/01/2003	0.0%	94.5%	164.9%	3.4%	5.9%	2.2%	30.3%	26.9%	607
167	1212	DOLORESPATA 1	GM1	REC	1.8	01/01/2003	47.5%	94.5%	52.5%	3.4%	3.0%	2.2%	18.4%	26.9%	610
168	1212	DOLORESPATA 1	GM2	REC	1.8	01/01/2003	48.4%	94.5%	51.6%	3.4%	6.4%	2.2%	32.2%	26.9%	608
169	1212	DOLORESPATA 1	GM3	REC	1.8	01/01/2003	18.1%	94.5%	81.9%	3.4%	6.9%	2.2%	33.9%	26.9%	609
163	1307	DOLORESPATA 2	SLZ1	REC	0.9	01/01/2003	46.0%	94.5%	54.0%	3.4%	8.7%	2.2%	43.4%	26.9%	514
164	1307	DOLORESPATA 2	SLZ2	REC	1.9	01/01/2003	42.3%	94.5%	57.7%	3.4%	9.8%	2.2%	46.2%	26.9%	515
176	1213	ILO 1	CAT	REC	3.2	01/01/2003	98.0%	94.5%	2.0%	3.4%	0.7%	2.2%	2.8%	26.9%	2242
177	1214	MOLLENDI DIESEL	GD1	REC	10.6	01/01/2003	73.8%	94.5%	26.2%	3.4%	6.1%	2.2%	11.2%	26.9%	4224
178	1214	MOLLENDI DIESEL	GD2	REC	10.7	01/01/2003	69.3%	94.5%	30.7%	3.4%	4.9%	2.2%	9.2%	26.9%	4229
179	1214	MOLLENDI DIESEL	GD3	REC	10.7	01/01/2003	83.3%	94.5%	16.7%	3.4%	13.3%	2.2%	21.6%	26.9%	4226
186	1216	MOQUEGUA	GD1	REC	0.4	01/01/2003	0.0%	94.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0
187	1216	MOQUEGUA	GD2	REC	0.4	01/01/2003	0.0%	94.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0

Supervisión de la Actividad de Generación en Sistemas Eléctricos Aislados

Procedimiento OSINERGMIN N° 152-2005-OS/CD

Objetivo

Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en los sistemas eléctricos aislados.

Indicadores

Número de salidas forzadas e índice de indisponibilidad		
Tipo de generación que abastece el sistema	Número máximo acumulado de salidas forzadas/semestre (s)	Horas máximas de indisponibilidad forzada/semestre (h)
Generación Hidráulica	4	6
Generación térmica	3	6

Para incrementar la continuidad del servicio eléctrico, disminuyendo el número y duración de interrupciones.

Margen de Reserva
Porcentajes de márgenes de reserva reconocidos
20% - 30%

Para garantizar permanentemente la cobertura de la demanda, es definido a través de la publicación de las tarifas en barra para los sistemas aislados.



Este procedimiento de supervisión obtuvo la Certificación ISO 9001:2000 el 15 de enero de 2008.

Metodología

- Los reportes de las empresas son evaluados constantemente y se obtienen indicadores de salidas forzadas, cuyo comportamiento define el programa de supervisión a las centrales que han excedido las tolerancias establecidas.
- La supervisión se realiza mediante inspecciones de campo, donde se verifica el cumplimiento de por lo menos las siguientes obligaciones:
 - Conformidad de la información reportada,
 - Excedencia de los límites de tolerancia establecidos
 - Existencia del margen de reserva,
 - Implementación del Plan de Contingencias Operativas (PCO) y del Programa de Adecuación de la Confiabilidad del Suministro (PACS).
- La aplicación del procedimiento cuenta con el soporte del sistema EXTRANET.



Adicionalmente se ha establecido la implementación de:

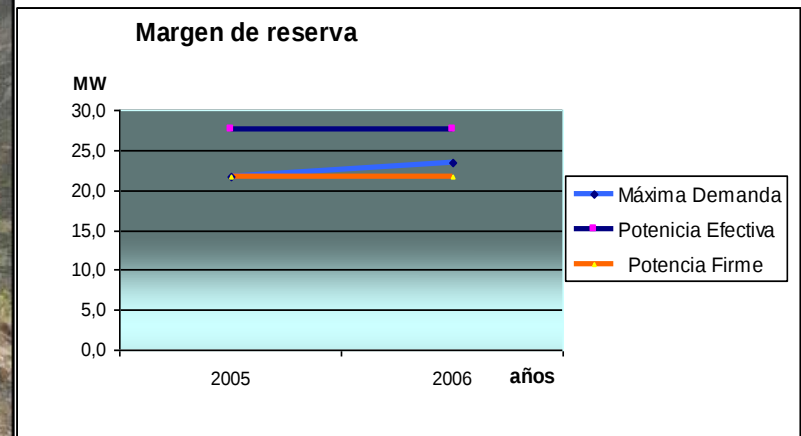
Planes de Contingencias (PCO):

para mantener la continuidad del servicio ante la ocurrencia de cualquier eventualidad que afecte el suministro.

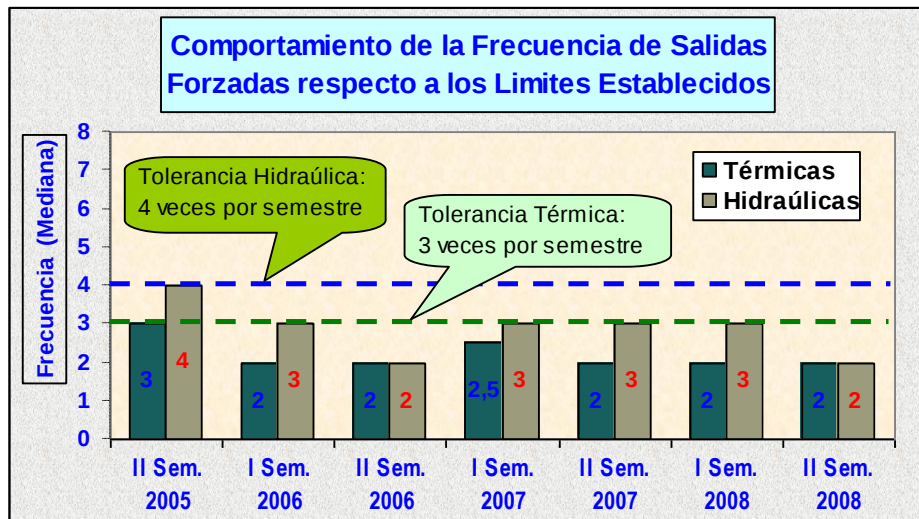
Programas de Adecuación de Confiabilidad del Suministro:

para garantizar la cobertura del crecimiento de la demanda.

Estos planes involucran las actividades de transmisión y distribución

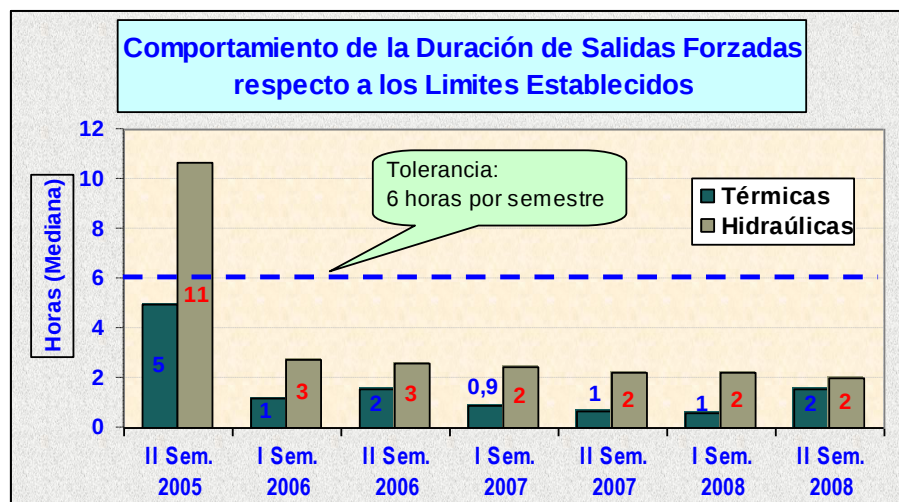


Resultados

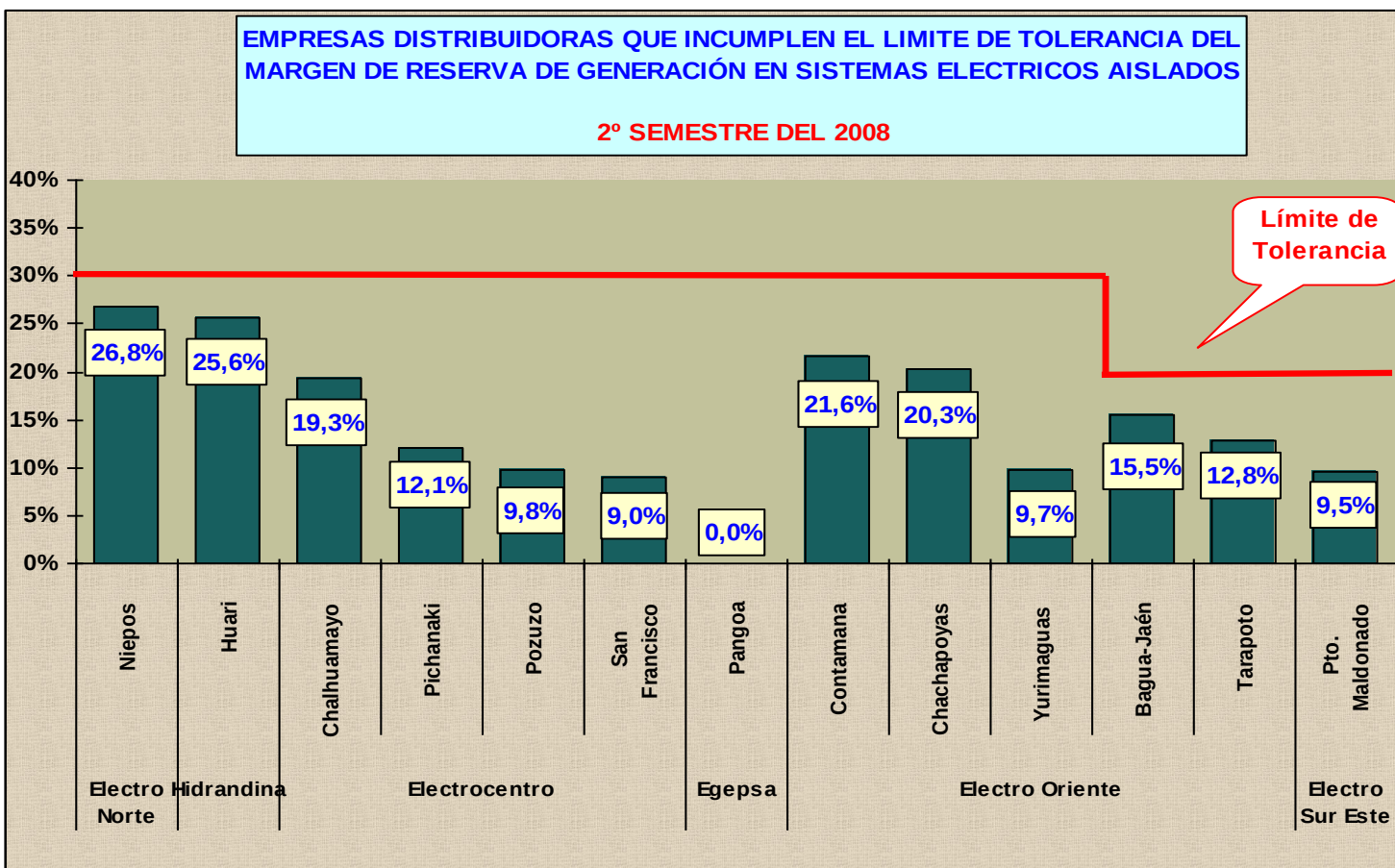


El promedio del número de salidas forzadas, que han ocasionado interrupciones del suministro, no han superado hasta la fecha los límites de tolerancia establecidos para centrales hidráulicas y térmicas.

El promedio de duración de salidas forzadas que han ocasionado interrupciones del suministro, no han superado hasta la fecha los límites de tolerancia establecidos para centrales hidráulicas y térmicas, excepto el 2º semestre de 2005.



Margen de Reserva



Sanciones

- Por entrega de información inexacta.
- Por envío de información en forma extemporánea.
- Por insuficiencia del Margen de Reserva (reconocido en la respectiva tarifa en barra)
- Por exceder los límites de tolerancia establecidos
 - Número de salidas forzadas.
 - Duración de salidas forzadas

.

¿ Qué se fiscaliza en el COES ?

COES

Operador del Sistema

**Programación del Despacho
hidrotérmico y
mantenimientos
Cumplimiento de la NTOTR
(Operación en Tiempo Real)
Supervisión de Estudios
Eléctricos y Energéticos a
cargo del COES
Infraestructura de la
Coordinación del Tiempo Real**

Administrador del Mercado

**Transferencias de Potencia y
Energía
Identificación de Responsables
de Interrupciones y
Perturbaciones
Control de Costos Variables
Auditados**

¿Cómo se fiscaliza el COES?

Como Operador del Sistema

- Procedimiento de supervisión de la planificación de corto plazo.
 - Se basa en desviaciones de aspectos programados por el COES vs su ejecución.
 - Despachos (oferta)
 - Demanda
 - Costos marginales
 - Costos operativos

¿Qué fiscalizamos en el COES?

Como Operador del Sistema

- Planificación y Ejecución de mantenimientos.
- Despacho económico del SEIN del Corto, Mediano y Largo Plazo. Auditorias de Procedimientos y modelos Matemáticos usados en el despacho, para garantizar el uso eficiente de los recursos energéticos al mínimo costo.
- Cumplimiento de lo establecido en la NTOTR, la NTCSE y dispositivos legales relacionados.
- Procesamiento de Información de Eventos del Despacho para el mejoramiento de las condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.
- Cumplimiento de las disposiciones emitidas por el Coordinador y los programas de operación, por parte de las empresas.
- Seguimiento y análisis de Eventos reportados por el COES, verificando que los involucrados las subsanen.
- El desarrollo oportuno de estudios, previstos en el marco legal, que mejoren las condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Asimismo, la verificación de la implementación de los estudios por parte de las empresas involucradas.
- La identificación imparcial de los responsables de las Interrupciones y Perturbaciones en el Sistema.

RIESGO DE DESABASTECIMIENTO

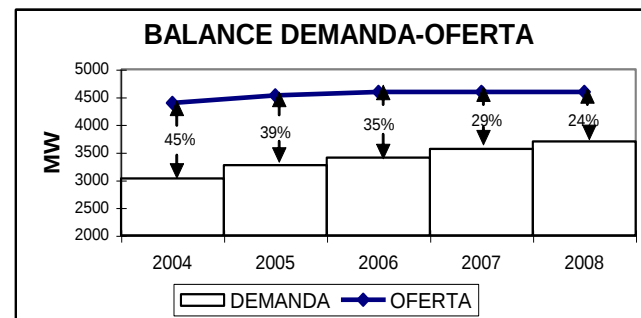
Existe la reserva adecuada en el SEIN?

Tanto el MEM como el Regulador fijan los Márgenes de Reserva.

No existe por lo menos una **PLANIFICACION** indicativa del sector.

Margen de Reserva del SEIN

PERIODO	MR
01 de mayo de 2004 – 30 de abril de 2005	42%
01 de mayo de 2005 – 30 de abril de 2006	39%
01 de mayo de 2006 – 30 de abril de 2007	36%
01 de mayo de 2007 – 30 de abril de 2008	32%



CASO 01

MARTES 28 DE SETIEMBRE DE 2004 HORA DE MAXIMA DEMANDA - 19:00 HORAS

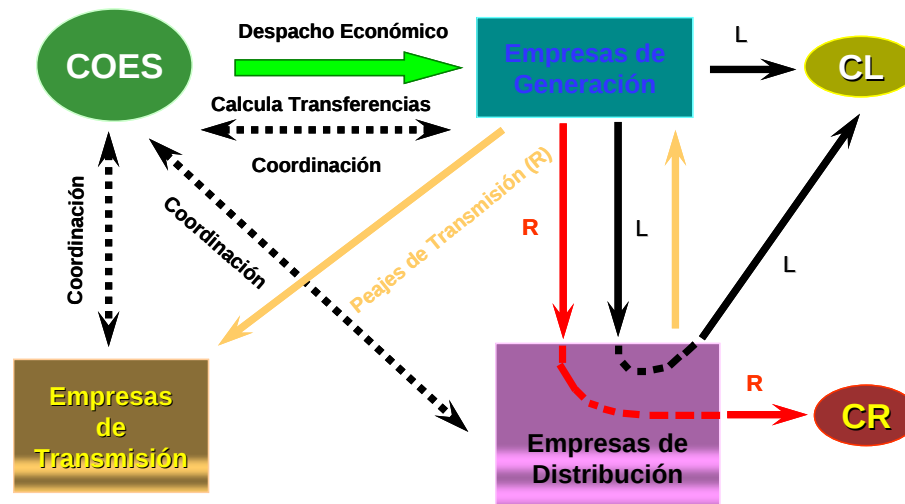
Demanda y Oferta: incluyen la generación de Sinersa

HORA DE MAXIMA DEMANDA DEMANDA (VALORES EN MW)			
	412 AREA OPERATIVA NORTE -13	2020 AREA OPERATIVA CENTRO	545 AREA OPERATIVA SUR 91
	CAPACIDAD 135		
	CAPACIDAD 200		
GENERACION HIDRAULICA	161	1249	294
GENERACION TERMICA	238	693	344
RESERVA EXPORTABLE	21	-	109
RESERVA TERMICA TEORICA	21	-	153
RESERVA REAL PARA EL AREA OPERATIVA CENTRO	-	52	-
% DE RESERVA POR AREA OPERATIVA	5%	3%	28%
% DE RESERVA AOC INCLUIDA POTENCIAL IMPORTACION		9%	
UNIDADES INDISPONIBLES RELEVANTES	TG3 EEPSA por mantenimiento mayor TV-2 SHO por falta de combustible TV TRUPAL mantenimiento de la caldera TG PIURA por limitación capacidad de red de distribución ENOSA		
DETALLE DE LA RESERVA TERMICA TEORICA	TG Trujillo (21 MW)	UTI 5 (52 MW)	TG1 Mollendo (35 MW) TG2 Mollendo (36 MW) TG1 Ilo1 (35 MW) TG2 Ilo1 (35 MW) Unidades diesel (12 MW)

¿Qué fiscalizamos en el COES?

Como Administrador del Mercado

- Condiciones de transparencia en las transacciones comerciales del mercado mayorista (Valorizaciones de las Transferencias de Potencia y Energía).
- La adecuada determinación de los Costos Variables “Auditados”, (Contratos de Suministro de Gas, etc.).
- Procedimiento de Control de la Disponibilidad de Capacidad de Unidades de Generación.
- La identificación correcta de los responsables de las Interrupciones y Perturbaciones en el Sistema. Cumplimiento de Cadena de Pagos de Compensaciones.



¿ Cómo se fiscaliza al COES ?

Fortalecimiento de la Supervisión Interna

El COES en virtud a sus funciones debe evaluar, analizar y/o revisar, entre otros, lo siguiente:

- El Despacho Ejecutado.
- Planes de contingencias.
- Los programas de Mantenimientos.
- La seguridad del sistema.
- El cumplimiento de las disposiciones del Coordinador.
- Perturbaciones en el sistema y la asignación de responsabilidades por falla.
- Incorporación de instalaciones nuevas o existentes al SEIN.
- Los sistemas de protección y ajuste de sus calibraciones.
- Estadísticas operativas.

MUCHAS GRACIAS

Gerencia de Fiscalización Eléctrica



Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería