



XIX Seminario Nacional de Distribución de Energía Eléctrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de noviembre

São Paulo - SP - Brasil

Maximización de la Utilización del Transformador de Potencia

Adriano Cabrino	Akira Higa	Aluizio Vilela
ELEKTRO	ELEKTRO	ELEKTRO
adriano.cabrino@elektro.com.br	akira.higa@elektro.com.br	aluizio.vilela@elektro.com.br

Gilberto Martins	Lauro Ribeiro	Leandro Rodrigues
ELEKTRO	ELEKTRO	ELEKTRO
gilberto.martins@elektro.com.br	lauro.ribeiro@elektro.com.br	leandro.rodrigues@elektro.com.br

Luiz Alexandre	Luis Lopes
ELEKTRO	Tree Tech
luiz.alexandre@elektro.com.br	luis.lopes@treetech.com.br

Palabras clave:

Maximización del activo

Modicidad tarifaria

Sistema de monitoreo SMART

Transformador de potencia.

Resumen

El presente trabajo tiene el objetivo de estudiar los resultados de la implementación del proyecto piloto de maximización de la utilización del transformador de potencia, sin comprometer la vida útil del equipo y la confiabilidad del sistema eléctrico, utilizando el sistema de monitoreo SMART. El artículo describe los puntos considerados en la implementación del proyecto piloto, la subestación elegida, la definición del sistema de monitoreo SMART, la especificación de las alternativas y análisis de los resultados obtenidos cuanto a los requisitos técnico-económico y regulatorio, con atención a la modicidad tarifaria. Por fin, hubo análisis de los resultados obtenidos, entre ellos la definición del sistema de monitoreo SMART como la mejor alternativa para maximización de la utilización del transformador de potencia y el desencadenamiento de otros estudios para la aplicación del sistema.

1. Introducción

El presente trabajo se atiene al análisis de la ejecución del proyecto piloto de maximización de la utilización del transformador de potencia, que fue implementado en 2006 y cuyo término está previsto para abril/2010, cuando la subestación será ampliada. Todavía, analizó la forma según el cual el referido proyecto fue ejecutado. Para eso, hubo levantamiento de los puntos considerados en la implementación del proyecto piloto, como transformador de potencia, planificación del sistema eléctrico, sistema de monitoreo SMART y otras informaciones complementares. Después,

describió las características de la subestación elegida. Cuanto a la definición del sistema de monitoreo SMART, fueron relacionados los puntos determinantes para su elección. En seguida, teniendo como objetivo analizar el proyecto piloto, fueron detalladas las alternativas existentes.

Los resultados del proyecto piloto fueron analizados cuanto a los requisitos técnico-económico y regulatorio, este con especial enfoque en la modicidad tarifaria (debe ser garantizada conforme Contrato de Consenso de Distribución), la cual no es comúnmente considerada en los estudios técnicos. Esos mismos resultados determinaron la utilización del sistema de monitoreo SMART, porque lo indicaron como la mejor alternativa para maximización de la utilización del transformador de potencia. Además, originaron otros estudios para la aplicación del sistema, como, por ejemplo, la revisión del objetivo de los nuevos proyectos de digitalización de las subestaciones, el proceso de solicitud de acceso, el proceso de mantenimiento y la postergación de inversión de preservación.

2. Desarrollo

En la realización del primer ciclo de revisiones tarifarias, ANEEL emitió la Resolución n° 493, del 3 de setiembre de 2002, que estableció la metodología y los criterios generales para definición de la base de remuneración regulatoria (BRR), con el objetivo de remunerar las inversiones prudentes requeridas para que la concesionaria pueda prestar el servicio de distribución con calidad. Eso significa que el nivel de inversión a ser remunerado mediante la cobertura tarifaria no debe incentivar el exceso de inversiones en el sector, ni tampoco el atraso o la interrupción de los proyectos [1].

Para la evaluación de los activos inmovilizados en servicio, como máquinas y equipos de la subestación, para fines de incluir en la base de remuneración regulatoria (BRR), es aplicado un índice de aprovechamiento (IAS) que considera el factor de utilización de la subestación y la expectativa de crecimiento porcentual de la carga atendida por la subestación para los próximos 10 (diez) años. Ese índice está limitado a 100% y es calculado de la siguiente manera [2]:

$$\text{FUS} = \text{DM} / \text{PTI} \quad \text{ec. 1}$$

$$\text{ECC} = (1 + \text{TCA1}) \times (1 + \text{TCA2}) \times \dots \times (1 + \text{TCA10}) \quad \text{ec. 2}$$

$$\text{IAS}(\%) = \text{FUS} \times \text{ECC} \times 100 \quad \text{ec. 3}$$

donde:

IAS - Índice de aprovechamiento para subestación (%);

FUS - Factor de utilización de la subestación (%);

DM - Demanda máxima en MVA verificada en los dos últimos años;

PTI - Potencia total instalada en MVA (ONAF);

TCA - Estimativa porcentual de crecimiento anual de carga máxima atendida por la subestación;

ECC - Expectativa de crecimiento porcentual de la carga atendida por la subestación para el período proyectado de 10 años, comprobada por los demostrativos de aumento de demanda de los cuatro últimos años. Para efectos de verificación de consistencia, será utilizada la evolución de carga de los últimos 4 años, bien como las premisas de desarrollo económico del área atendida por la respectiva subestación.

Frente a ese nuevo escenario regulatorio, las empresas de distribución de energía eléctrica fueron nuevamente desafiadas a buscar armonía entre las cuestiones técnicas y económicas, especialmente volcadas a la planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico.

Para revisar los criterios de planificación, operación y mantenimiento del sistema eléctrico, fue desarrollado un proyecto piloto que maximiza la utilización del transformador de potencia para el atendimento de ese nuevo criterio de evaluación de las inversiones prudentes.

La ejecución del proyecto piloto fue estructurada de la siguiente manera:

- Levantamiento de los puntos considerados en la implementación del proyecto piloto;
- Elección de la subestación;
- Definición del sistema de monitoreo SMART;
- Detalles de las alternativas;
- Análisis de los resultados obtenidos.

2.1. Levantamiento de los puntos considerados en la implementación del proyecto piloto

Transformador de Potencia

- El límite de los accesorios (transformadores de corriente y bushings) 50% superior a la corriente nominal;
- Los relés de protección microprocesados;
- Sistema de preservación del aceite sellado (sellado con bolsa);
- Sistema de ventilación forzada y sellado, cableado, accesorios y conmutador en buenas condiciones de operación y mantenimiento;
- Envejecimiento térmico del aislamiento con grado de polimerización arriba de 500;
- Historial de mantenimiento sin ocurrencias que influyen en la confiabilidad y/o desgaste prematuro;
- Sin limitación de sobrecarga detectada a partir del diagnóstico de gas cromatografía;

Planificación del Sistema Eléctrico

- Sistema eléctrico (línea de transmisión y transformador) dimensionado para operar en sobrecarga sin pérdida en la calidad del suministro;
- Sistema con carga estacional (mitigación de los riesgos);
- Atendimento del criterio de expansión del sistema (inicio de la ejecución del emprendimiento cuando la carga de la subestación sea mayor que 90% y el término cuando la carga alcance 100%) [3];
- Subestación con Índice de Aprovechamiento (IAS) abajo de 100% en la Revisión Tarifaria de 2007.

Sistema de Monitoreo SMART

- Además de las características básicas (adquisición y almacenamiento), el sistema deberá tener la capacidad de realizar tratamiento de datos, de manera que permita el diagnóstico del estado actual del transformador y, en algunos casos, basado en la progresión de los valores colectados en el transcurrir del tiempo, el pronóstico de eventuales problemas que se encuentren todavía en su fase inicial de desarrollo;
- En el cálculo de la pérdida de vida útil del aislamiento del transformador de potencia, deberá ser considerado el cálculo del contenido de agua en el papel para corrección automática de la aceleración de la pérdida térmica en caso de contenidos de agua elevados.

Informaciones Complementares

- En la norma NBR-9368/86 [4], apenas 5 potencias nominales preferenciales ONAN/ONAF para 34,5/13,8 kV y 69/13,8 kV; y 6 para 138/13,8 kV;
- Existencia de sistemas con baja tasa de crecimiento vegetativo;

- La operación de cualquier equipo fuera de sus condiciones nominales es siempre una situación de riesgo;
- El transformador de potencia es el activo más valioso e importante de una subestación.

2.2. Elección de la subestación

A partir de los puntos considerados para implementación del proyecto piloto, se eligió la subestación cuya carga es típicamente residencial con demanda máxima en el invierno (ver figuras 1 y 2). La subestación posee dos transformadores de 138/13,8 kV de 15/18,75 MVA, que operan en paralelo.

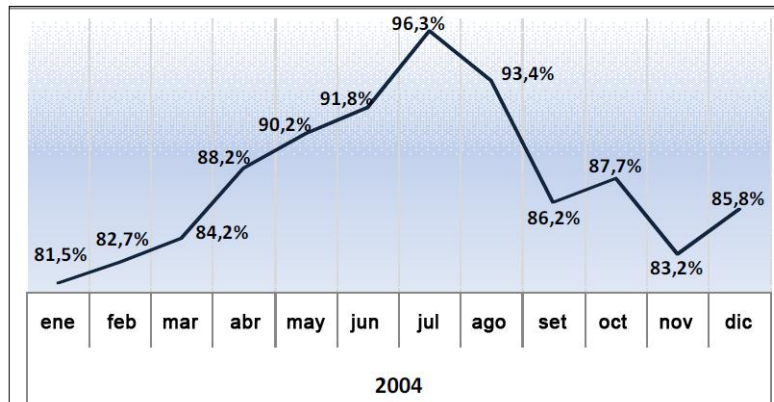


Figura 1 – Demanda Máxima por Mes.

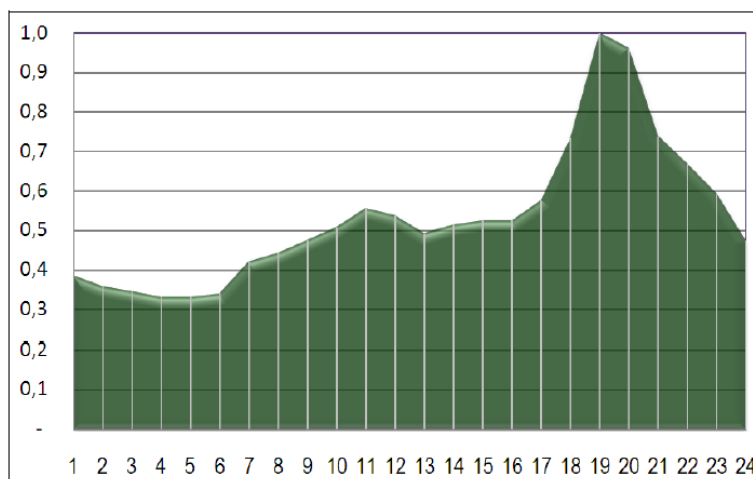


Figura 2 - Curva de Carga Típica [pu] de la subestación.

2.3. Definición del sistema de monitoreo SMART

Entre los sistemas de monitoreo disponibles en el mercado, se eligió el SIGMA (Sistema Integrado de Gerenciamiento de Mantenimiento) del proveedor Treotech. Siguen abajo los puntos determinantes para la elección:

- Los sensores de humedad, temperatura y regulador de tensión presentes en el transformador son de Treotech, no siendo necesario adquirir y/o adaptar; y
- Del punto de vista técnico-económico, fue la mejor alternativa, una vez que hubo disponibilidad de alquilar todo el sistema de monitoreo SMART e infraestructura, siendo desnecesaria la adquisición del software y expansión del sistema de TI.

En la figura 3, se presenta el detalle de la arquitectura del sistema de monitoreo:

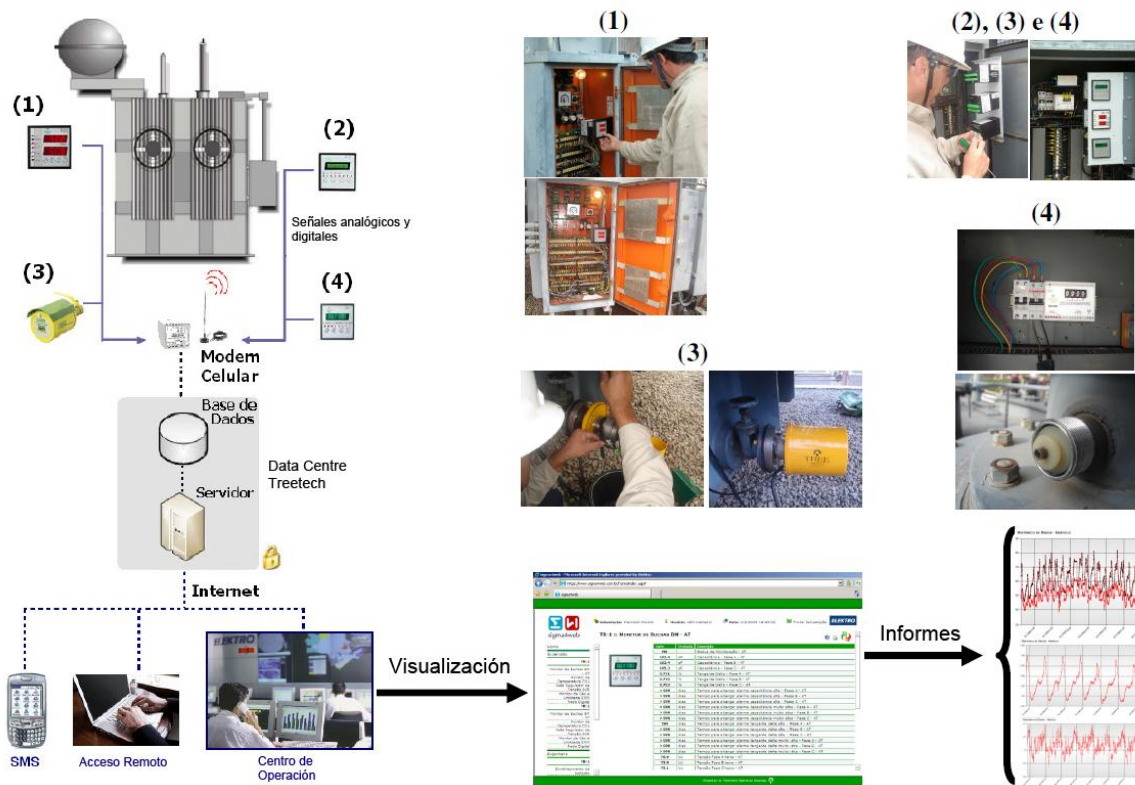


Figura 3 – Arquitectura del Sistema: (1) Monitor de Temperatura; (2) Relé Regulador de Tensión; (3) Monitor de Gas (H2) y Agua (H2O) del Aceite; y (4) Monitor de Bushing.

2.4. Relación de las alternativas

Para estudiar los resultados del proyecto piloto, se levantaron las informaciones con y sin su implementación.

Informaciones Generales

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Tasa de Crecimiento (%)	-	2,19	1,63	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Carga (MVA)	36,1	36,9	37,5	37,9	38,3	38,7	39,2	39,6	40,0	40,4	40,9	41,3	41,8
Carga (%)	96,3	98,4	100	101	102	103	104	106	107	108	109	110	111

Tabla 1 – Informaciones en relación al Plan de Inversión 2006-2010 – Valores realizados en 2004 y previstos de 2005 a 2016.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Tasa de Crecimiento (%)	-	0,53	3,31	5,74	10,1	-5,9	4,51	4,79	4,07	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
Carga (MVA)	36,1	36,3	37,5	39,7	43,7	41,1	42,9	45,0	46,8	48,6	50,5	52,4	54,3	56,4	58,5	60,7	63,0
Carga (%)	96,3	96,8	100	106	116	110	115	120	125	130	135	140	145	150	156	162	168

Tabla 2 – Informaciones en relación al Plan de Inversión 2010-2014 – Valores realizados de 2004 a 2008 y previstos de 2009 a 2020.

Alternativa 1: Con la Implementación del Proyecto Piloto

Emprendimiento 1: Instalación del Monitoreo SMART en los Transformadores de Potencia TR01 y TR02

Año Término: 2006

Costo Total: R\$ 188 mil

Emprendimiento 2: Ampliación de la Subestación – Substitución del TR01 de 15/18,75 MVA para 25/33,3 MVA

Año Término: 2010

Costo Total: R\$ 2.290 millones

IAS para Revisión Tarifaria 2007: 111,4% (ver ec. 3 y tabla 1)

IAS para Revisión Tarifaria 2011: 121,1% (ver ec. 3 y tabla 2)

R\$ mil						
2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
-	45	-	36	182	2.231	2.494

Tabla 3 – Cronograma de desembolso de la alternativa 1.

Alternativa 2: Sin la Implementación del Proyecto Piloto

Emprendimiento 1: Ampliación de la Subestación – Substitución del TR01 de 15/18,75 MVA para 25/33,3MVA

Año Término: 2006

Costo Total: R\$ 2.290 millones

IAS para Revisión Tarifaria (RT) 2007: 80,3% (ver ec. 3 y tabla 1)

IAS para Revisión Tarifaria (RT) 2011: 121,1% (ver ec. 3 y tabla 2)

(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	(F)	(G)	(H)	(I)
Valor Base de Remuneración de SE Francisco Morato (R\$ mil)	Emprend. 1	Total (A)+(B)	IAS (RT 2007)	Valor Base de Remuneración No Remunerado (R\$ mil)	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11
386,2	2.290	2.676	80,3%	527	77	87	87	91

Tabla 4 – Receta no obtenida con los Activos Inmovilizados en Servicio (AIS) en la subestación en la Revisión Tarifaria (RT) 2007.

(A) Valor validado por ANEEL en la Revisión Tarifaria 2007;

(E) Activo no remunerado = (C) x (100 – [D])%

(F) Receta no obtenida = (E) x (Tasa de Remuneración Regulatoria = 9,95% a.a.)¹ x (Tasa de Depreciación = 4,63%)¹

(G, H e I) Receta no obtenida corregida = (E) x (Tasa de Remuneración Regulatoria = 9,95% a.a.)¹ x (Tasa de Depreciación = 4,63%)¹ x (1 + Variación del IGPM en relación a 2007-08)

R\$ mil						
2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL
90	2.200	-	77	87	87	2.541

Tabla 5 – Cronograma de desembolso de la alternativa 2, con la receta no obtenida de los Activos Inmovilizados en Servicio (AIS) de la subestación.

2.5. Análisis de los resultados obtenidos

2.5.1. Análisis Económico

Para analizar, se calculó el valor presente en 2005 de las alternativas (ver ec. 4).

$$V_p = V_n / (1 + j)^n \text{ ec. 4}$$

Donde:

V_p = Valor Presente de la Inversión

V_n = Valor Actual de la Inversión

j = Tasa Anual de Intereses²

n = Número de Años

Por lo tanto, el valor presente de las alternativas es:

Alternativa 1 = R\$ 1.581 millones

Alternativa 2 = R\$ 2.262 millones

Enseguida, la implementación del proyecto piloto (alternativa 1) resultó en una ganancia económica de **R\$ 681 mil** en relación a la alternativa 2. Además, independiente de la alternativa, se tiene la expectativa de remuneración integral del activo inmovilizado en servicio en la subestación en la Revisión Tarifaria 2011.

2.5.2. Análisis Técnico

2.5.2.1. Pérdida de Vida Útil del Aislamiento del Transformador de Potencia

En el período de 22/12/2008 a 08/02/2010 (ver figura 4), la pérdida de vida útil del aislamiento fue:

	(%)		(Año)	
	Calculada ³	Regulatoria ⁴	Calculada ³	Regulatoria ⁴
TR01	0,050	2,836	0,020	1,134
TR02	0,045	2,836	0,018	1,134

1. Valores definidos en la Revisión Tarifaria 2007 (ver Nota Técnica nº 267/2009 [5]).

2. Se consideró el valor de 9,95% a.a., que es la Tasa de Remuneración Regulatoria de ELEKTRO, definido en la Revisión Tarifaria 2007 por ANEEL (ver Nota Técnica nº 267/2009 [5]).

3. En el cálculo de la pérdida de vida útil del aislamiento del transformador de potencia fue considerado el cálculo del contenido de agua en el papel.

4. Conforme Resolución Normativa nº 367/2009, de 2 de junio de 2009 [6], la tasa de depreciación anual del transformador de potencia es 2,5% (vida útil regulatoria de 40 años y tasa de depreciación diaria de 0,00685%).

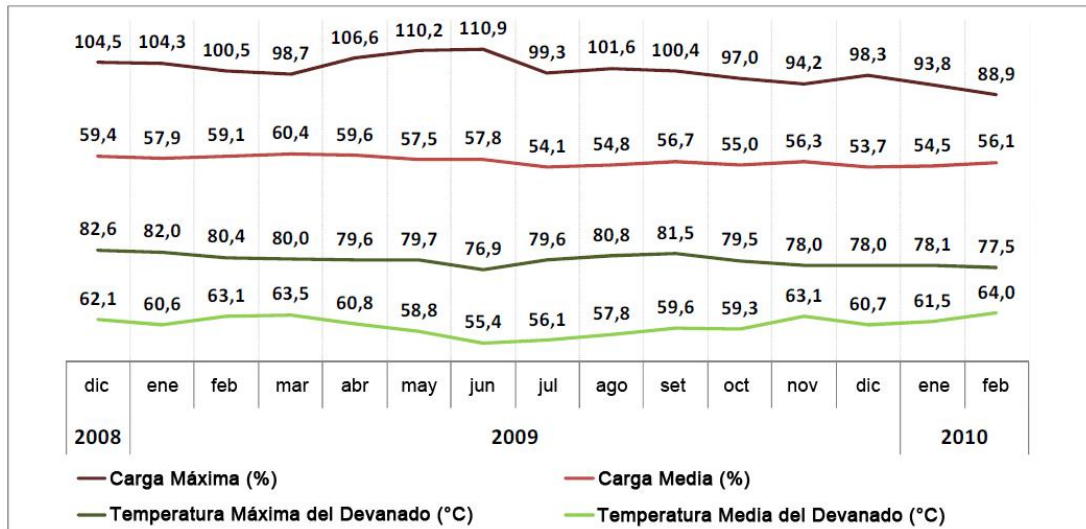


Figura 4 – Carga y Temperatura del Devanado del Transformador de Potencia TR01 Máxima y Media por mes, en el período de 22/12/2008 a 08/02/2010.

En ese período, aunque operando arriba de la capacidad nominal, la pérdida de vida útil del aislamiento calculada en los transformadores de potencia TR01 y TR02 fue, respectivamente, 57 y 63 veces inferior a la pérdida regulatoria. La diferencia entre la pérdida de vida útil del aislamiento calculada del TR01 y TR02 está directamente relacionada a la diferencia de la temperatura media del devanado⁵ (ver tabla 6).

	Temperatura Media del Devanado (°C)	Corriente Media del Devanado ⁶ (A)
TR01	60,15	437
TR02	59,15	433

Tabla 6 – Temperatura y Corriente Media en el Devanado de los Transformadores de Potencia TR01 y TR02, en el período de 22/12/2008 a 08/02/2010.

La figura 5 presenta el período en que el TR01 tuvo la mayor pérdida de vida útil calculada. Aunque durante ese período, se verifica que la pérdida calculada fue inferior a la pérdida regulatoria.

Comparando un período con carga arriba del nominal y otro con la mayor pérdida de vida útil (ver figura 6), se constata la grande influencia de la temperatura ambiente.

El tiempo restante de vida del aislamiento extrapolado para los transformadores TR01 y TR02, calculado en función del porcentual de vida restante⁷ y de la tasa media de pérdida de vida del aislamiento por el sistema de monitoreo, es superior a 50 años.

5. Conforme la ley de Arrhenius, cuanto mayor la temperatura del devanado, menor es la expectativa de vida del aislamiento del transformador de potencia (ver NBR-5416/97 [7]).

6. La diferencia de la corriente media del devanado entre los transformadores de potencia TR01 y TR02 está relacionada a la diferencia en la impedancia.

7. El porcentual de vida restante de los transformadores de potencia TR01 y TR02, analizado antes del inicio del monitoreo de la pérdida de vida útil del aislamiento a través del grado de polimerización del papel es, respectivamente, 60% y 45%. A la vez, el porcentual de vida restante regulatoria es 25% (equipos fabricados en 1978).

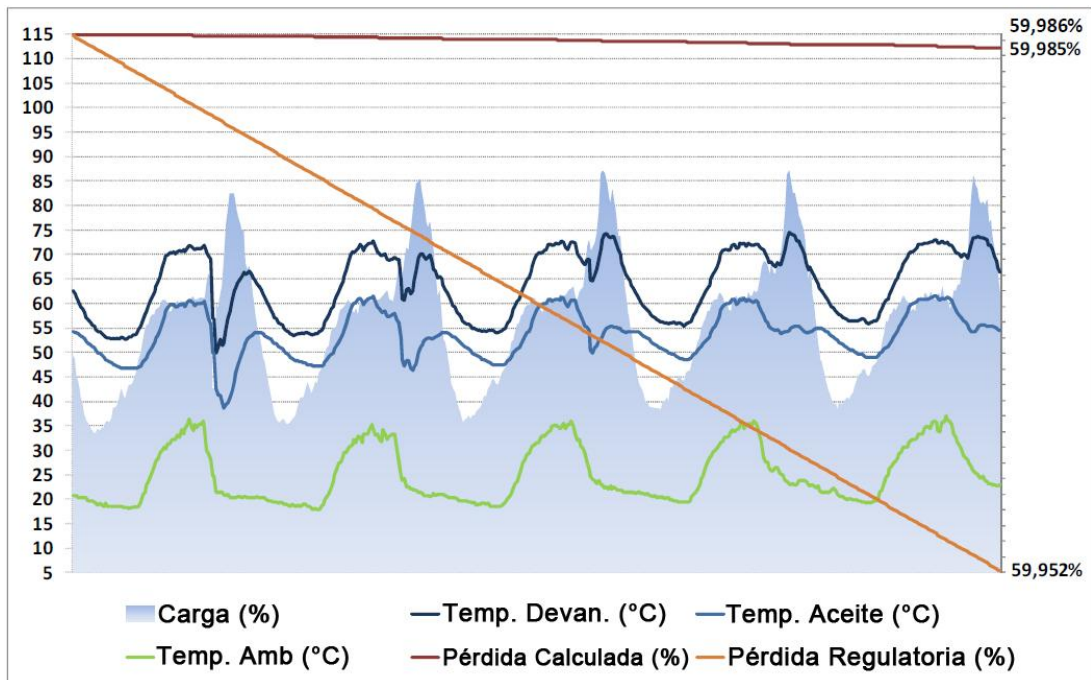


Figura 5 – Mediciones realizadas en el período de 01/02 a 05/02/2010 del transformador de potencia TR01.

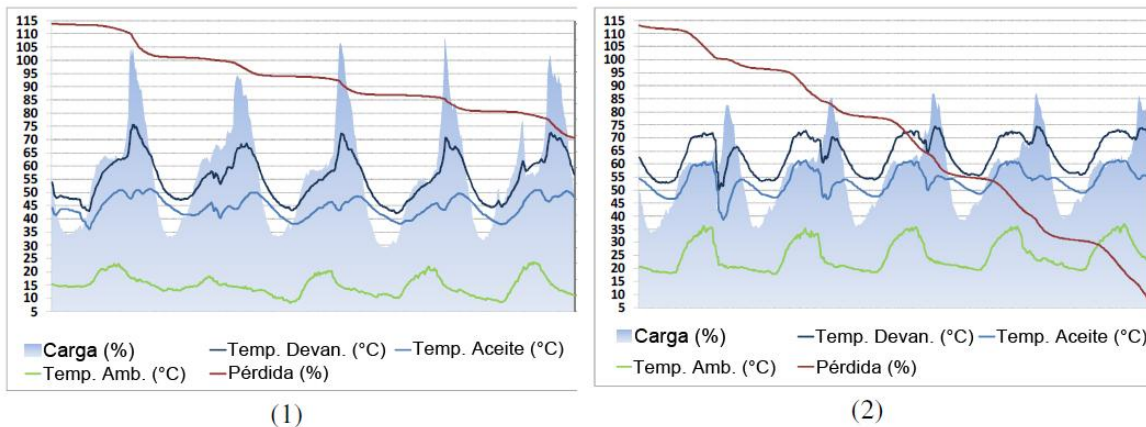


Figura 6 – Mediciones realizadas del transformador de potencia TR01 en los períodos: (1) 11/06 a 15/06/2009 y (2) 01/02 a 05/02/2010 (están plotados en la misma escala).

Con relación a la pérdida de vida útil del aislamiento, se puede concluir que los transformadores instalados en la subestación pueden operar en sobrecarga continua, desde que los equipos atiendan a los puntos considerados en el ítem 2.1 y sus condiciones fisicoquímicas no superen los límites que ocasionan aceleración del proceso de envejecimiento del aislamiento.

2.5.2.2. Análisis del Aceite Aislante del Transformador de Potencia

Fisicoquímica

Durante el proceso de monitoreo, las 3 colectas realizadas para análisis fisicoquímico de los transformadores de potencia TR01 y TR02 presentaron los siguientes resultados:

	Límites de NBR 10576/2006	Unidad	TR01			TR02		
			13/3/2007	15/7/2008	13/3/2009	13/3/2007	15/7/2008	13/3/2009
Tensión Interfacial a 25°C	22 mínimo	mN/m	33.8	33.5	33.2	30	26,9	27
Contenido de Agua (Corregido a 20°C)	15 máximo	ppm	8	4	5	10	11	9
Índice de Neutralización	0,15 máximo	mg KOH/g	0.018	0.022	0.021	0,047	0,066	0,053
Rigidez Dieléctrica (Calota)	50 mínimo	kV/2,5mm	72.0	75.0	75.0	76,8	76	73

Se constata que los valores fisicoquímicos no tuvieron alteración.

Cromatografía Gaseosa

Con relación al diagnóstico de gascromatografía, los valores se mantuvieron constantes.

Análisis Final

Se puede afirmar que el aceite aislante no fue afectado por el período de sobrecarga. Ese resultado se debe a la gestión del activo basada en las mantenimientos predictivos, que fueron realizadas en los períodos correctos, retardando el proceso de oxidación, hidrólisis y pirólisis.

2.5.2.3. Confiabilidad Operacional

El sistema de monitoreo SMART proporcionó una gran confiabilidad para que el Centro de Operaciones de la Distribución (COD) pudiese tomar decisiones en tiempo real. Las razones para eso fueron la seguridad de que, si hubiese alguna falla, el sistema de monitoreo SMART la iría anticipar y el hecho de el sistema haber informado que la sobrecarga no estaba comprometiendo la expectativa de vida útil del aislamiento. Además, todas las intervenciones realizadas en los sensores del sistema de monitoreo fueron realizadas con el transformador de potencia en operación, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico.

Conforme los resultados ya presentados, no hubo ninguna alarma y/o aviso emitido por el sistema de monitoreo. En la tabla 7 se encuentra la comparación entre las herramientas puestas a disponibilidad por los sistemas de monitoreo existente y el SMART.

2.5.3. Análisis Regulatorio

Para realizar análisis regulatorio, se consideró en el simulacro del FATOR X [2] la ejecución hipotética de la alternativa 2. Para eso, se acrecentó en la base de remuneración regulatoria de 2007 el valor de R\$ 1.763 millones⁸ y se redujo el valor de R\$ 1.899 millones⁹ en el plan de inversión informado a ANEEL. Sigue abajo el resultado del simulacro:

Tarifa Media (2007-2008 a 2010-2011) – Aumento de 0,102% en relación al valor calculado en la revisión Tarifaria 2007¹⁰.

8. Deducido el valor de R\$ 527 mil referente al Índice de Aprovechamiento de la Subestación (IAS) de 80,3% (ver tabla 4).

9. Valor corregido por el IGP-M, una vez que la planilla de simulacro del FATOR X utiliza la base ago/2007.

10. Las inversiones previstas en la alternativa 1 fueron contempladas en el cálculo.

Ítems Monitoreados en el Transformador de Potencia	Sistema de Monitoreo Existente	Sistema de Monitoreo SMART
Monitoreo de la Temperatura del Devanado y Aceite	X	X
Monitoreo de la Tensión	X	X
Monitoreo de la Carga	X	X
Monitoreo de Gas (H2)		X
Monitoreo de Agua (H2O)		X
Monitoreo de Bushing		X
Monitoreo del Envejecimiento Térmico del Aislamiento		X
Previsión de las Temperaturas Futuras del Aceite y de los Devanados		X
Previsión y Cálculo de la Temperatura Máxima del Devanado Permitida sin Riesgo de Formación de Ampollas		X
Cálculo de la Temperatura Mínima del Aceite Permitida para Formación de Agua Libre		X
Monitoreo de la Eficiencia del Sistema de Resfriamiento Natural y Forzado		X
Simulacro de las Condiciones Actuales de Carga y Ambiente		X
Simulacro de las Condiciones Hipotéticas de Carga y Ambiente		X
Diagnóstico, Recomendación de Acciones Correctivas/Preventivas y Pronóstico de Complicaciones Caso no se Corrija el Defecto		X

Tabla 7 – Comparación de la herramientas de los sistemas de monitoreos de transformadores de potencia existente y SMART (proyecto piloto).

Se comprueba que, además de haber sido considerada una inversión prudente, conforme el resultado verificado por IAS y análisis técnico, el proyecto piloto proporcionó también la modicidad tarifaria, la cual debe ser garantizada por la concesionaria de distribución, conforme la primera subcláusula de la cláusula tercera del Contrato de Concesión de Distribución ANEEL-ELEKTRO nº 187/98 [8].

3. Conclusiones

Los resultados obtenidos de implementación del proyecto piloto fueron:

- a) ganancia económica de R\$ 681 mil;
- b) la pérdida de vida útil del aislamiento calculada en los transformadores de potencia TR01 y TR02 fue, respectivamente, 57 y 63 veces inferior a la pérdida regulatoria;
- c) no hubo degradación del papel aislante de los transformadores de potencia;
- d) aumento de la confiabilidad operacional, aunque con los transformadores de potencia operando en sobrecarga;
- e) modicidad tarifaria garantizada.

Los resultados del proyecto piloto, además de haber definido la utilización del sistema de monitoreo SMART como la mejor alternativa para maximización de la utilización del transformador de potencia, originaron otros estudios para la aplicación del sistema, como, por ejemplo:

- a) la revisión del objetivo de los nuevos proyectos de digitalizaciones de las subestaciones (posibles ganancias, p.ej., alteración del criterio del restablecimiento automático de la subestación, cuyo transformador de potencia remaneciente tiene capacidad limitada, actualmente, en 100% de su carga nominal);
- b) el proceso de solicitud de acceso, con anticipación del atendimento hasta el término de la ampliación de la subestación;
- c) el proceso de mantenimiento, visando alteración del método preventivo, basado por tiempo, para predictivo, que considera el estado del equipo, para que sea posible en el futuro la implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC) (posibles ganancias, p.ej., reducción del seguro de los transformadores de potencia, eliminación de la colecta de aceite y reducción de la frecuencia de mantenimiento);
- d) la postergación de inversión de preservación (renovación), para aquellos casos en los cuales el transformador de potencia esté con alto riesgo de falla.

Por lo tanto, se concluye que el proyecto piloto, además de haber obtenido resultados técnico-económicos plenamente positivos, normalmente analizados en los proyectos técnicos, obtuvo también resultado regulatorio considerable.

4. Referencias bibliográficas y/o bibliografía

- [1] ALBUQUERQUE, Lincoln José Silva, CARVALHO, João Carlos Martins, CARVALHO, Claudio Elias, CHEBERLE, Luciano Augusto Duarte. 3º ciclo de revisões tarifárias. In: Revista O Setor Elétrico. São Paulo, Ed. Atitude.Editorial, 2009, p. 98-107;
- [2] Resolución ANEEL nº 338/2008;
- [3] Instrução I-PLA-001. Planejamento da expansão do sistema elétrico de distribuição. ELEKTRO, Fevereiro/2009;
- [4] NBR-9368/86 – Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV – Características elétricas e mecânicas;
- [5] Nota Técnica ANEEL nº 267/2009;
- [6] Resolución ANEEL nº 367/2009;
- [7] NBR-5416/97 – Aplicação de cargas em transformadores de potência – Procedimento;
- [8] Contrato de Concessão de Distribuição ANEEL-ELEKTRO nº 187/98.