

Gestão e Monitoração Remota de Transformadores em Redes de Distribuição de Energia Elétricas Subterrâneas

**ANDRADE, F. F.; COELHO, J.; MATOS, R.; FRÖHLICH, A. A. M.;
PIRES, R. P.; MOREIRA, W. S. C.; GUIMARÃES, V. L.
CELESC Distribuição S.A. – LabPlan-Lisha /UFSC
Santa Catarina/Brasil**

SUMARIO

Este trabalho apresenta a monitoração da qualidade de fornecimento de redes subterrâneas de distribuição, com uso de novas tecnologias de medição e transmissão de dados, viável técnica e economicamente. A partir do embasamento técnico que alicerça o processo de avaliação dos dados medidos na câmara subterrânea, como tensões, correntes e temperaturas, o texto aborda a eficiência da gestão dos transformadores e de seus alimentadores. Conforme a normatização disponível, foram realizados estudos sobre os limites de carregamento, estimação das temperaturas internas dos transformadores, perda de vida útil diária, e de riscos de sobrecarga. Tais conhecimentos foram utilizados para elaboração de um sistema especialista de monitoramento das redes de distribuição subterrânea (SEMREDS), que auxilia à Operação dos centros de distribuição tanto na monitoração, por meio de alarmes on-line, quanto na gestão do planejamento da expansão do sistema, com relatórios diários sobre a condição de uso dos ramais secundários e do transformador de cada câmara. Com objetivo de ilustrar o processo de avaliação do uso do transformador são apresentadas simulações para três condições diárias de carregamento. Finalmente, ressalta-se a importância do conhecimento das medidas elétricas dos equipamentos da rede de distribuição subterrânea para a definição das melhores estratégias de utilização ao longo de suas vidas.

PALAVRAS CHAVE

Redes de Distribuição Subterrâneas, Monitoração de Transformadores, Estimação de Temperaturas Internas, Transmissão Wireless, Alarmes On-line, Sistema Especialista.

1 – INTRODUÇÃO

A monitoração da qualidade de fornecimento de redes de distribuição subterrâneas (RDS), aqui apresentada, objetiva a melhoria além da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica dos consumidores prioritários da distribuidora por meio da implantação de inovações tecnológicas para medição, transmissão e análise de grandezas elétricas.

Outro motivador importante no aspecto de Qualidade da Energia entregue é a definição do perfil de cargas da rede, através do monitoramento do consumo. Pode-se citar também a diminuição do risco de operação do sistema de distribuição por consequência de manobras desnecessárias, transferindo fluxos de potência por todos os ramais da rede sem maiores considerações. Com a visibilidade do monitoramento em tempo real, este tipo de risco tenderia a valores menores [1]. Com um sistema de monitoração remota de redes subterrâneas de distribuição de energia elétrica, fazendo uso de tecnologias de comunicação digital sem fios, pode-se aperfeiçoar a operação, bem como subsidiar a análise de alternativas de expansão, com forte impacto positivo na qualidade de fornecimento das redes subterrâneas em questão [2].

Assim, o monitoramento das redes subterrâneas de distribuição permite acompanhar e avaliar, remotamente, o carregamento dos transformadores no interior das câmaras. Através da medição das correntes, tensões e da temperatura do óleo, pode-se realizar uma avaliação da qualidade do uso do transformador e a situação operativa dos ramais secundários, incluindo os ajustes de alarmes no caso de faltas ou sobrecarga dos mesmos. A figura abaixo ilustra os equipamentos e as ligações do sistema de monitoração para um transformador de 500 KVA refrigeração natural a óleo da ABB.

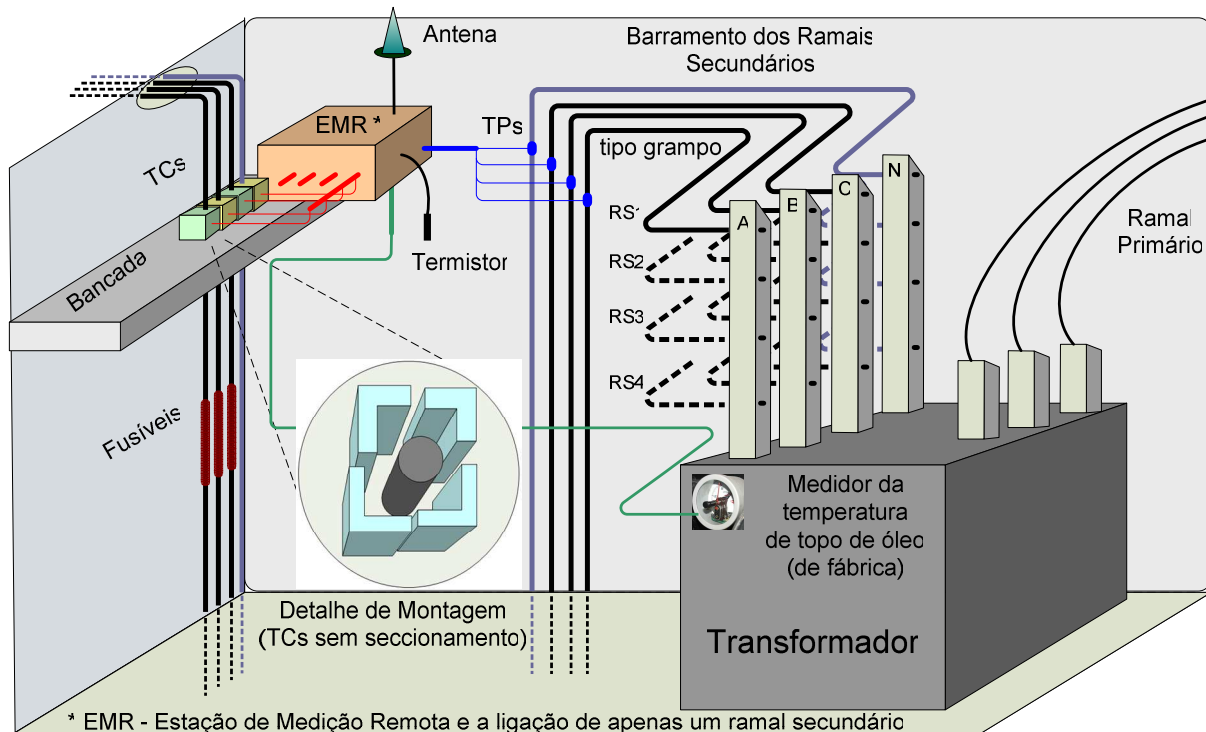


Figura 1 - Diagrama Esquemático do Sistema de Monitoração na Câmara Subterrânea

2 – SISTEMA DE TELEMETRIA

O sistema de telemetria utilizado é composto basicamente por três elementos: (i) Estação remota, a qual processa algum tipo de grandeza física e a envia; (ii) Canal de comunicação, por onde os dados coletados são enviados, podendo ser por linhas fixas ou sem fio; (iii) Servidor, ponto central que recebe os dados transmitidos. As estações remotas têm a capacidade de monitorar dados, analógicos e/ou digitais, e enviá-los por um meio de comunicação até um servidor. Normalmente são equipamentos que possuem um microcontrolador com funções de controle e monitoramento de um processo. A telemetria é uma boa solução nestes casos em que o custo do deslocamento para a leitura e supervisão desses equipamentos é caro ou inviável. Tal solução auxilia na prevenção de falhas e reduz substancialmente os custos operacionais da rede [3].

A escolha da tecnologia de telefonia celular apresenta-se como uma importante etapa do processo de implementação dos sistemas de telemetria [4]. Devido a maior capacidade de comunicação através do GPRS (General Packet Radio Service) e ao baixo custo de transmissão de dados, o sistema GSM (Global System for Mobile Communications) foi definido como a tecnologia de telefonia mais adequada para utilização na monitoração das RDS. Assim, tem-se um sistema de monitoramento remoto das redes de distribuição subterrâneas com três estados de operação conforme diagrama da Figura 2: (1) On-line; (2) Alarme e (3) Monitoração Automática.

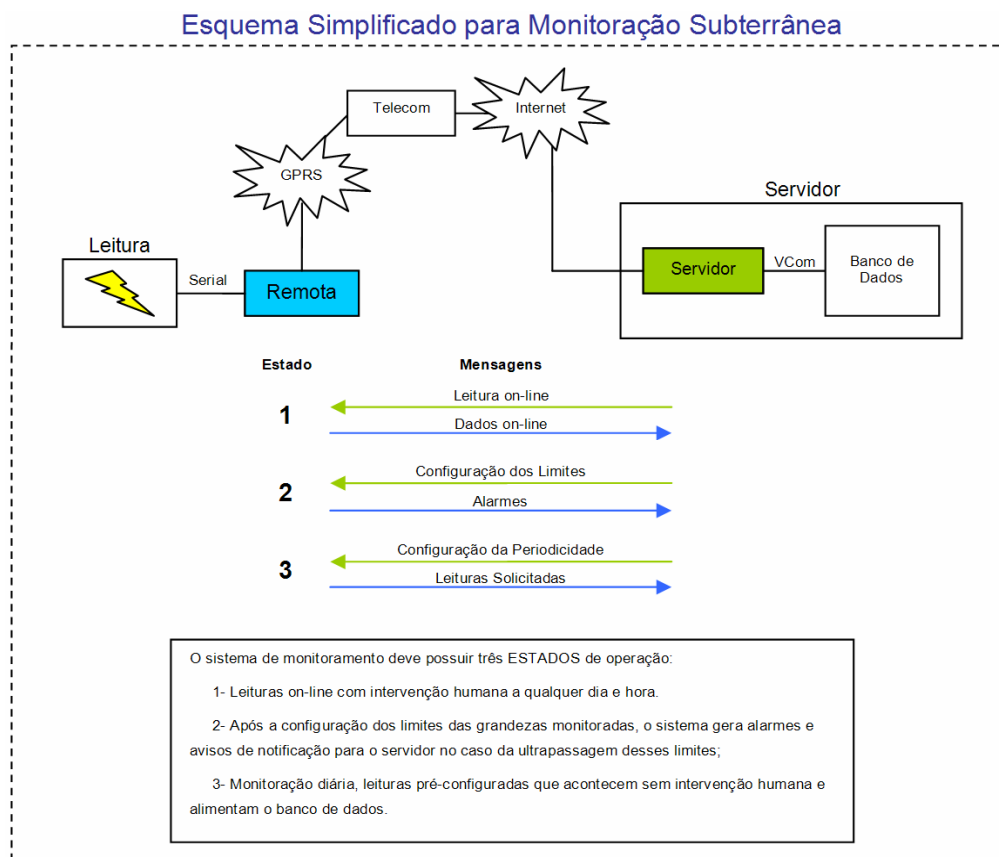


Figura 2 - Esquema Simplificado de Monitoração.

Outro aspecto importante é a necessidade da instalação de antenas em locais não blindados eletromagneticamente, pois a comunicação com a central é fundamental. Nesse sentido, os equipamentos foram instalados em uma bancada próxima à tampa da câmara.

3 – MONITORAMENTO DAS UNIDADES TRANSFORMADORAS

Um dos objetivos do monitoramento das redes de distribuição subterrâneas é acompanhar e avaliar, remotamente, o carregamento dos transformadores no interior das câmaras. Com a medição das correntes e tensões nos alimentadores secundários e da temperatura do óleo, pode-se realizar uma avaliação da qualidade do uso do transformador, por meio da sinalização de estados de atenção (níveis de cor, por exemplo) nos modos de operação on-line, off-line (relatórios mensais), e no sistema de alarmes. Porém, todas as rotinas de cálculo para avaliação dos equipamentos monitorados devem prescindir de um adequado embasamento técnico. Após o estudo das normas disponíveis para a avaliação dos transformadores e alimentadores pôde-se construir o sistema especialista de monitoração das redes subterrâneas de distribuição da concessionária.

A ANSI – American National Standards Institute em conjunto com o IEEE apresenta recomendações sobre a utilização de transformadores de energia elétrica. Destacam-se para a presente aplicação, a norma C57.91-1995 [5], IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers, e sua correção de 2002 [6]. A relação entre o padrão de carregamento, as condições de temperatura de óleo e de ambiente, e a duração/intensidade das sobrecargas são condições fundamentais para a avaliação da qualidade do uso que se faz dos transformadores de distribuição. Os tópicos seguintes apresentam uma síntese dos principais aspectos abordados na norma americana que auxiliaram na construção do módulo de monitoração das unidades transformadoras do Sistema Especialista

3.1 - A Estimação da Vida Útil do Isolamento de Transformadores

No transformador de distribuição o papel isolante é um dos principais componentes utilizados para a isolação dos enrolamentos e partes ativas no interior do mesmo, sendo que o principal inconveniente da sua utilização está nas condições de temperatura às quais o papel pode ser submetido. No caso de haver sobreaquecimento acima do nominal no papel há um envelhecimento precoce deste material, como apresentado em [5]. Segundo [7], com o intuito de realizar uma melhor estimativa na vida remanescente do isolamento, vários métodos são propostos. Os principais e mais difundidos têm como desvantagem a necessidade da abertura do transformador. Para solucionar o problema de estimação da vida útil dos transformadores no escopo deste trabalho optou-se por um método de medição indireta, uma vez que as temperaturas ambiente (TA) e de topo de óleo (TO) estarão disponíveis on-line para o sistema especialista. Este método consiste na observação do envelhecimento do papel isolante mediante o acompanhamento das temperaturas internas do transformador. Isto pode ser feito devido à relação existente entre o aquecimento do papel e sua deterioração. O gráfico da Figura 3 mostra o comportamento do envelhecimento do papel isolante mediante a variação de temperatura [5]. Observa-se que com pequeno aumento da temperatura obtém-se uma aceleração do envelhecimento do papel, assim como o oposto.

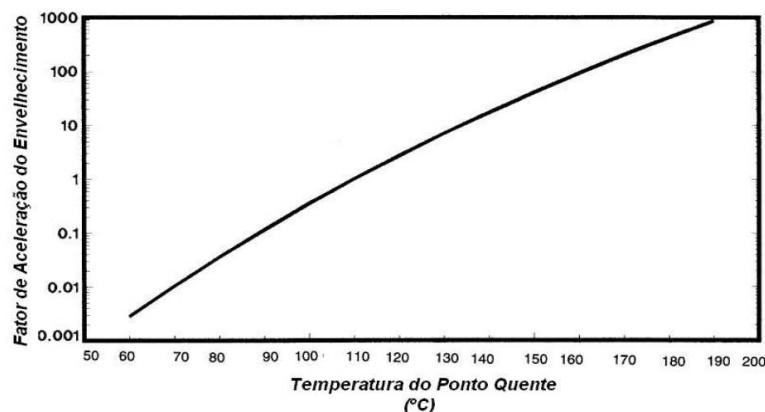


Figura 3 - Fator de aceleração de envelhecimento versus temperatura do ponto quente.

3.2 – A Temperatura no Ponto Mais Quente do Transformador

A temperatura ambiente é um importante fator para determinação da capacidade de carregamento dos transformadores, pois seu valor deve ser adicionado à variação de temperatura tanto do óleo quanto do enrolamento. O envelhecimento do isolamento no interior dos transformadores é função da temperatura e do tempo duração no qual o equipamento foi submetido. Na maioria das vezes não ocorre uma distribuição normal da temperatura no interior do transformador, sendo que a temperatura de operação (topo do óleo - TO) medida é inferior à temperatura mais alta a que se sujeita o papel isolante (*hottest-spot temperature*). A maioria dos estudos a respeito deste envelhecimento considera o valor da temperatura no ponto mais quente (TH) do transformador para avaliar a perda de vida útil dos transformadores. Como essa temperatura não pode ser medida diretamente nos transformadores comerciais devido às dificuldades técnicas de instalação de um detector próximo ao enrolamento são propostas diferentes técnicas para sua estimação.

A estimação utilizada baseia-se no cálculo das temperaturas internas do transformador de acordo com a recomendação de [5], a qual fornece um modelo simplificado para que se possa estimar a temperatura do ponto quente do enrolamento e também a evolução das temperaturas em alguns pontos internos ao equipamento, utilizando como entrada de dados os valores dos parâmetros típicos para o modelo do equipamento, tais como quantidade de cobre nos enrolamentos, quantidade de ferro no núcleo e condições de temperatura ambiente média na região.

3.3 - A Avaliação do Carregamento através das Temperaturas

O carregamento básico de um transformador de distribuição da classe 65 °C (dT0) para uma expectativa normal de vida-útil considera uma operação contínua no patamar de carga nominal sujeito a uma temperatura ambiente de 30 °C. Nessas condições considera-se, como um equivalente térmico, que a temperatura no ponto mais quente do transformador manteve-se em 110 °C durante todo o ciclo diário de operação (fator de aceleração do envelhecimento = 1). Os testes de modelagem indicam que os transformadores de potência e distribuição, sob essas condições, têm uma vida útil de 20,55 anos. Na hipótese de carregamento dos transformadores de distribuição acima do valor nominal, além da aceleração da vida útil, outros fatores limitantes devem ser considerados: expansão do óleo, pressão nas partes seladas, capacidade térmica das buchas, cabos, reatores, disjuntores, fusíveis, chaves e transformadores de corrente. A Tabela 1 apresenta alguns exemplos da relação existente entre os fatores de aceleração e de perda diária para a vida útil conforme a duração e intensidade do carregamento e a temperatura no ponto mais quente [5].

Tabela 1 - Fator de Aceleração e Perda Diária da Vida Útil

Hot spot temp °C	F _{AA}	Percent loss of life*						
		0.0133 [†]	0.02	0.05	1	2	3	4
110	1.00	24	—	—	—	—	—	—
120	2.71	8.86	13.3	—	—	—	—	—
130	6.98	3.44	5.1	12.9	—	—	—	—
140	17.2	1.39	2.1	5.2	10.5	20.9	—	—
150	40.6	0.59	0.89	2.2	4.4	8.8	13.3	17.7
160	92.1	0.26	0.39	0.98	1.96	3.9	5.9	7.8
170	201.2	0.12	0.18	0.45	0.89	1.8	2.7	3.6
180	424.9	0.06	0.08	0.21	0.42	0.84	1.27	1.7
190	868.8	0.028	0.04	0.10	0.21	0.41	0.83	1.66
200	1723	0.014	0.02	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42

4 – SISTEMA ESPECIALISTA DE MONITORAÇÃO DA RDS

A prática operativa da concessionária exige que seus sistemas de controle sejam cada vez mais precisos, rápidos e funcionais. Nesse sentido, foi elaborado um sistema especialista de monitoramento dos transformadores e alimentadores que consiste de rotinas computacionais com indicações aos usuários sobre o estado de utilização dos equipamentos. A Figura 4 apresenta um fluxograma geral do sistema especialista implementado no ambiente MatLab.

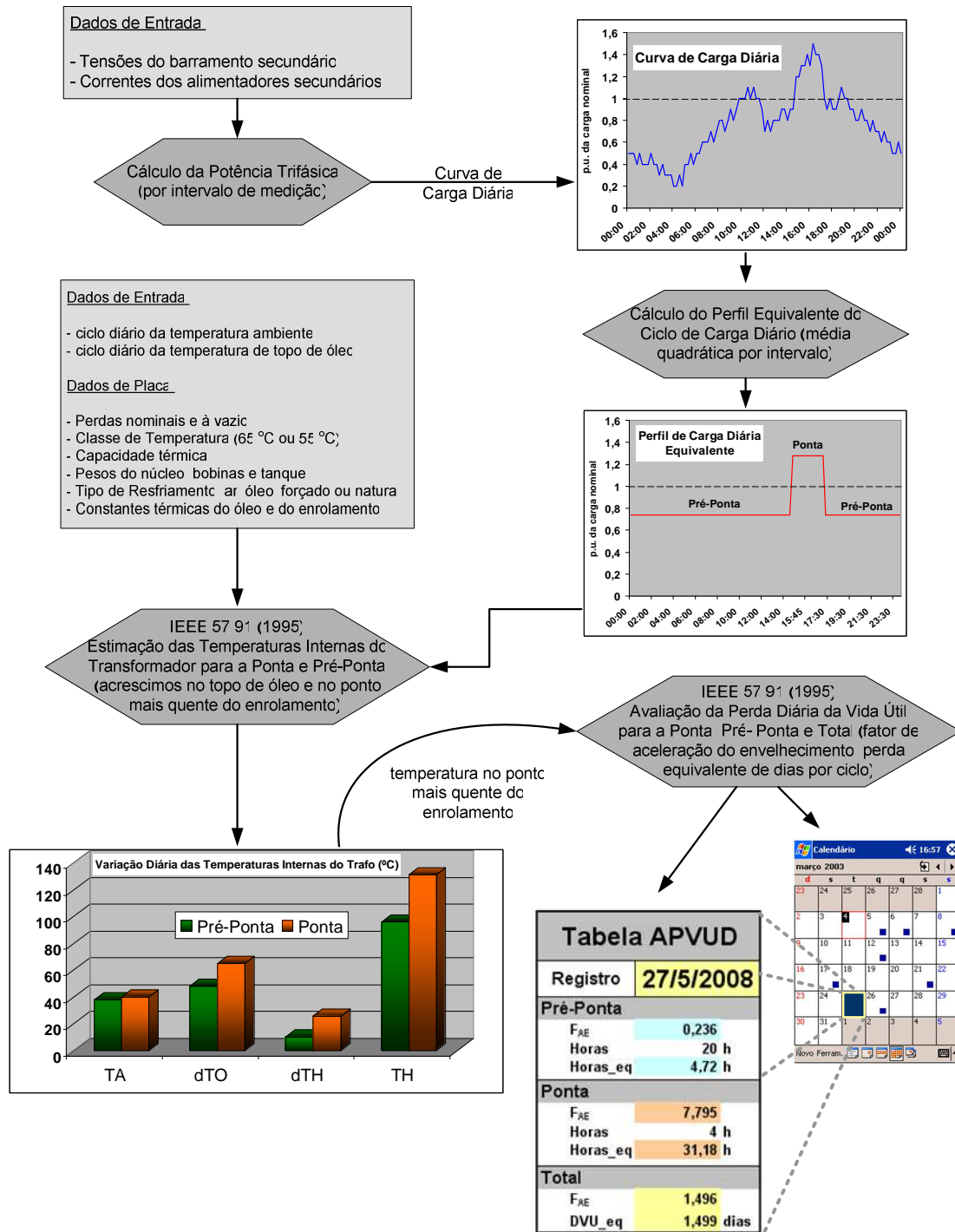


Figura 4 – Fluxograma do Sistema Especialista de Monitoramento do Transformador.

Conforme o fluxograma anterior, o sistema especialista realiza três procedimentos:

- Determina os patamares de carga equivalentes para a ponta e a pré-ponta;
- Estima as temperaturas internas (diferenças entre o ponto mais quente e o topo de óleo (dTH) e deste para a temperatura ambiente (dT_O)) para os períodos de pré-ponta e ponta;
- Estima o FAE - fator de aceleração da vida útil e as Horas_eq - número de horas de uso equivalente para a pré-ponta, ponta e total (APVUD – avaliação da perda de vida útil diária).

Com a experiência adquirida pela equipe de operação da distribuidora, podem-se estabelecer parâmetros de cálculo e limites para as grandezas físicas monitoradas pelo sistema. Situações normais, de atenção ou de emergência podem ser facilmente configuradas no programa do sistema especialista de monitoração do transformador.

5 – RESULTADOS

Como no estágio atual da pesquisa ainda não foi possível obter medidas elétricas on-line da RDS por meio da estação remota, foram construídas e testadas três curvas de carga diárias típicas para as condições de carregamento: normal, sobrecarga média, e sobrecarga alta e temperatura ambiente no interior da câmara de 38 °C. Os resultados agrupados na Figura 5 têm por objetivo demonstrar como a perda de vida útil é dependente das temperaturas internas do transformador e conseqüentemente da intensidade e da duração da sobrecarga à qual ele é submetido. Pode-se observar que pequenas variações de temperatura em torno dos valores nominais permitem grandes variações na taxa de desgaste do transformador.

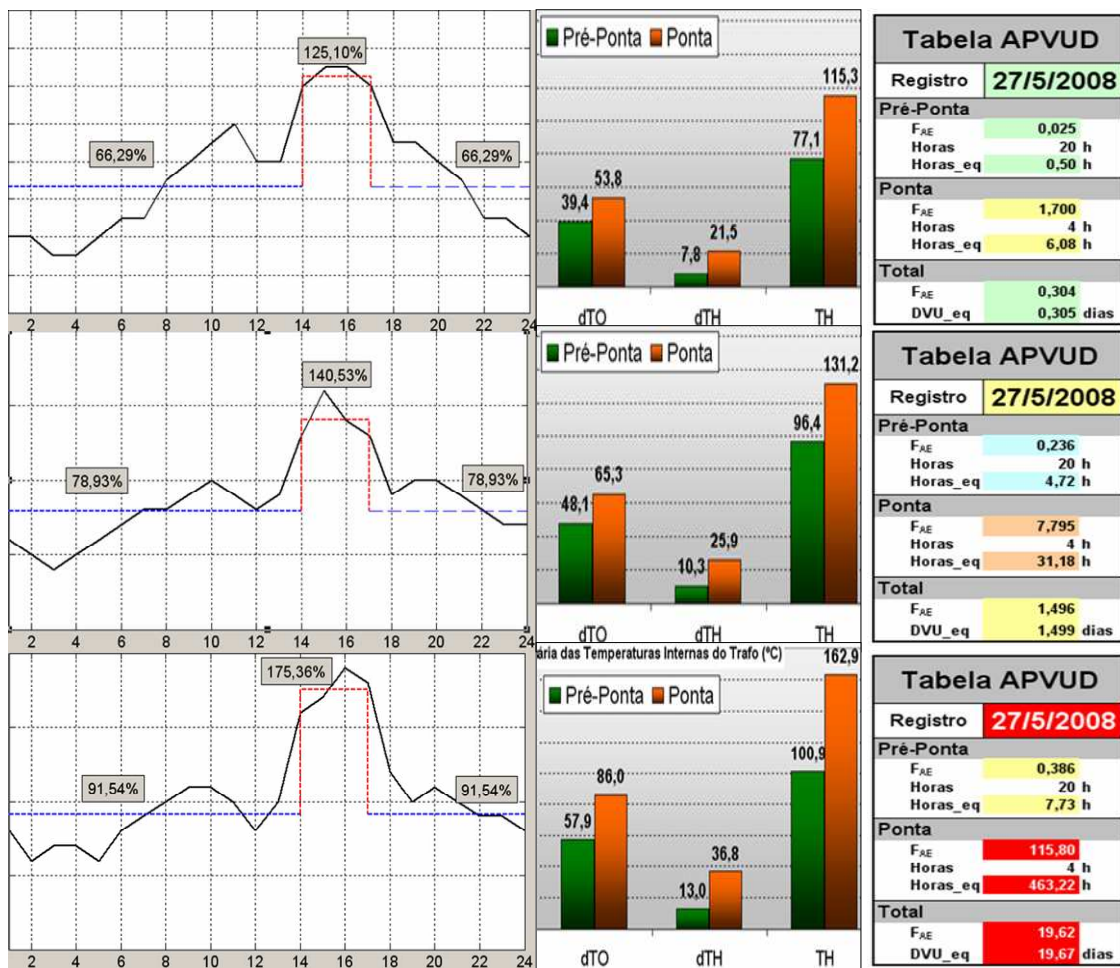


Figura 5 – Resultados Simulados para Avaliação Diária da Utilização do Transformador.

6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o monitoramento da rede subterrânea e a aplicação desta metodologia para um sistema computacional de interface amigável, pode-se acompanhar e avaliar, remotamente via o sistema wireless desenvolvido, o carregamento dos equipamentos através da medição das correntes, tensões e da temperatura do óleo e ambiente.

Devido ao aprimoramento das políticas de fornecimento de energia a consumidores residenciais e industriais, as determinações de aplicação de cargas aos transformadores têm sido modificadas de acordo com as necessidades das empresas. Assim passa-se a uma nova abordagem para aplicação de carga aos transformadores, incluindo-se o termo de sobrecarga térmica. Isto leva a um melhor aproveitamento das suas características, limitando a aplicação de carga sobre o equipamento de acordo com a sua real capacidade e não como é feito quando se considera somente a sobrecarga de potência.

Portanto, com a evolução do mercado de energia elétrica as empresas distribuidoras têm sido obrigadas a planejar e operar com a maior eficiência possível. A escolha da maneira se usufruir dos equipamentos de sua rede faz parte desse processo. Nesse contexto, a monitoração das redes de distribuição subterrâneas apresenta-se como um importante meio para a descoberta de uma nova forma de gestão mais eficiente do sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] GAUCHE, Edward; ANDRADE, Fabiano F.; COELHO, Jorge; et al. “Monitoração de Redes Subterrâneas para a Melhoria da Qualidade na Distribuição”. VII CBQEE – Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica. Santos, 2007.
- [2] ANDRADE, F. F.; MATOS, R.; COELHO, J.; et al. “Monitoração Remota dos Transformadores das Redes Subterrâneas de Distribuição de Energia Elétrica”. CLADE – Congresso Latinoamericano de Distribución Eléctrica. CIER. Mar del Plata, 2008.
- [3] VISSOTTO, D. Transmissão de dados via telemetria: uma opção de comunicação remota, 2006.
- [4] MATOS, Roberto de. Plataforma de Telecontrole Sem Fio. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Computação. São José: Univali, 2006.
- [5] IEEE Std. C57.91-1995, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”. IEEE, New York, 1995.
- [6] IEEE Std. C57.91 – 1995/Cor 2002, “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”. IEEE, New York, 2002.
- [7] SILVA, Juliano Ricardo. “MODELAGEM PARA MONITORAMENTO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO E AVALIAÇÃO DO ENVELHECIMENTO EM FUNÇÃO DO PERFIL DE CARREGAMENTO”. Dissertação. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2005.