



Desenvolvimento de Metodologia Para a Avaliação da Capacidade Real Disponível no Sistema Elétrico de Potência da RGE

José Mak, B&M¹
Lázaro Partamian Carriel, QUANTUM²
Glênio Abejaneda Gonçalves, RGE³

Resumo: Este tem por objetivo desenvolver uma metodologia inovadora de avaliação da capacidade real disponível e de exploração de sistemas, para permitir introduzir critérios de operação e planejamento da expansão que possibilitem ganhos de confiabilidade e disponibilidade de fornecimento, além dos ganhos obtidos normalmente apenas com o aumento da capacidade instalada. A metodologia permitirá, também, identificar pontos críticos no sistema, que geralmente não são possíveis de identificar pela metodologia atual empregada pelas empresas do setor elétrico brasileiro¹²³.

Palavras-chave: Transformadores de Potência, Temperatura do Óleo, Temperatura do Enrolamento, Operação em Tempo Real

I. INTRODUÇÃO

A necessidade de atendimento às exigências de expansão do sistema elétrico, associada à melhoria da qualidade e à disponibilidade de fornecimento, requer a racionalização dos critérios atuais quanto à definição dos pontos do sistema que devem sua capacidade instalada aumentada, aos limites permissíveis para melhor exploração e operação dos equipamentos e dos subsistemas existentes e

aos esforços de manutenção dos equipamentos problemáticos.

Essa complexidade de variáveis requer o desenvolvimento de metodologia inovadora, cuja base é o levantamento e a avaliação da capacidade real disponível, o que permitirá propor critérios de operação e planejamento da expansão que possibilitem ganhos de confiabilidade e disponibilidade de fornecimento, além dos ganhos obtidos normalmente apenas com o aumento da capacidade instalada.

Dessa forma, será possível identificar pontos críticos no sistema, normalmente desconsiderados pela metodologia atual empregada pelas empresas do setor elétrico brasileiro. Portanto, será possível solucionar problemas dos pontos críticos identificados, de modo a aumentar significativamente a disponibilidade e a confiabilidade de fornecimento. Espera-se tal resultado, pois a metodologia proposta deverá considerar, de forma sinérgica, parâmetros e dados de manutenção, operação e planejamento, o que permitirá maior eficácia do sistema para atendimento da carga em operação normal e, sobretudo, em emergência.

Foi feito um levantamento detalhado dos conceitos básicos sobre o envelhecimento de papéis isolantes normalmente empregados em transformadores. Executou-se também uma etapa do estudo com a finalidade de determinar os fatores limitantes da confiabilidade para carga de equipamentos de subestações. Dessa forma, fez-se um trabalho sobre quais são os itens mais importantes a serem investigados no levantamento

¹ José Mak trabalha na B&M Pesquisa e Desenvolvimento (E-mail: josemak@buenomak.com.br).

² Lázaro Partamian Carriel trabalha na Quantum Tecnologia e Inovação.

³ Glênio Abejaneda Gonsalves trabalha na RGE.

de dados sobre o sistema e equipamentos das subestações. O resultado dessa fase foi o levantamento de dados em campo para identificação de problemas e posterior análise dos dados. Por meio dos dados deste questionário é possível identificar pontos críticos no sistema e definir parâmetros de acompanhamento.

Avaliou-se o estado de equipamentos e estabeleceram-se as bases da metodologia, assim como se realizou o diagnóstico para modelamento da metodologia para avaliação da capacidade real disponível do sistema. Em seguida, procedeu-se a análise das possíveis causas de problemas em razão da perda de confiabilidade dos transformadores. Igualmente foram propostas soluções com base na análise de dados e na avaliação de resultados da base estudada. Foram estabelecidos os requisitos e desenvolveu-se o contorno do modelamento da metodologia. Finalmente analisou-se o desempenho dos sistemas de medição de temperatura de alguns transformadores para avaliação da confiabilidade dos dados de temperatura a serem empregados no estudo.

Finalmente, foram estabelecidos os critérios e parâmetros de avaliação do estado de confiabilidade dos equipamentos. Foi feita a avaliação dos parâmetros fornecidos para otimização dos cálculos. Validou-se o algoritmo para cálculo da liberação de carga escolhido no início deste trabalho. Em seguida, foram realizados os testes preliminares de conformidade da metodologia. E, por último, foram analisados os resultados.

Algumas unidades mais significativas foram selecionadas para a realização de inspeção e ensaio completo. A relação das unidades selecionadas encontra-se na tabela que se segue.

Tabela 1 - Unidades Selecionadas

Subestação	Unidade	Fabricante
Três Passos	TR1	EEI
Cachoeirinha 2	TR1	EEI
Caxias 1	TR1	AEG
Cerro Largo	TR1	EEI
Cruzeiro	TR1	COEMSA
Tupanciretã	TR1	EEI
Vacaria	TR1	EEI

II. ASPECTOS METODOLÓGICOS

As normas das concessionárias têm como premissa para a expansão e operação do sistema de distribuição, em geral, apenas as características técnicas nominais, associadas a um fator de segurança, que requer adequação ao novo vetor empresarial do negócio energia elétrica, assim como aos aspectos ambientais

inclusive do próprio consumidor quando a obra tem caráter de exclusividade.

O estudo desenvolvido busca determinar a real capacidade do sistema estudado (estudo de caso), identificando pontos críticos em transformadores e equipamentos associados, com base nos dados implementados, para três condições específicas de operação do sistema elétrico. A norma brasileira NBR 5416/97, "Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência" foi recentemente reavaliada pelo grupo 14:10 do COBEI. Esta estabelece as seguintes condições de operação: condição normal, planejada acima da condição normal e condição de emergência. Estas condições são assim definidas:

- **Condição Normal (CN):** É o carregamento máximo admissível obtido para a operação normal do sistema, isto é, com todos os elementos do sistema elétrico, linhas, subestações, transformadores etc., operando normalmente, sendo imposto ao equipamento em análise a curva de carga típica da subestação, e avaliações em tempo real da temperatura limite de referência.
- **Condição Planejada Acima da Condição Normal:** É o carregamento máximo admissível obtido para condição de emergência de longa duração, (ocorrência significativa no sistema elétrico como perda de uma linha, transformador etc.), onde os equipamentos e o sistema em análise deverão ser submetidos a um acréscimo da curva de carga, mantendo-se, porém, sua tipicidade, durante o período necessário para a restituição do sistema (dias, semanas, meses), tendo como limite operacional o controle em tempo real da temperatura limite de referência.
- **Condição de Emergência (EM):** É o carregamento máximo admissível em condição de emergência de curta duração, onde se considera a ampliação da curva de carga da subestação decorrente de uma falha qualquer do sistema, sendo que o carregamento imposto deverá ser mantido até o término da reconfiguração dos sistemas de distribuição, ou subtransmissão (minutos), tendo como limite operacional o controle em tempo real da temperatura limite de referência.

Foram preparadas tabelas que apresentam, além dos limites de cada transformador ou equipamentos adicionais, em porcentagens do carregamento nominal, os seguintes dados:

- A temperatura ambiente média máxima anual prevista;
- O carregamento admissível, em kVA, para a condição normal de operação;
- O maior carregamento registrado no histórico do equipamento;
- A potência disponível, em kVA, excedente ao maior valor registrado no histórico de cada equipamento, para as três condições operativas avaliadas;
- Limitações impostas pelos equipamentos associados.

Foram avaliadas as condições dos equipamentos em operação, em relação a suas capacidade operacional, umidade, índice de neutralização e teor de oxigênio no isolamento, caracterizando uma relação de prioridades frente à fragilidade operacional. Também foram desenvolvidas medidas de adequação dos equipamentos existentes de suprimento, concomitantemente, aos programas e equipamentos de controle e atuação na reconfiguração de redes para as diversas condições operativas possíveis.

Com base nas informações disponibilizadas e nas análises dessas informações foi desenvolvida uma nova metodologia que incorpora, nos critérios manutenção, de operação e de planejamento do sistema elétrico da RGE, parâmetros de avaliação do nível de confiabilidade dos equipamentos instalados no sistema para operação normal e em contingência, o que não existe atualmente nas concessionárias de eletricidade.

A metodologia se consiste, no desenvolvimento de sistemática de identificação e avaliação das principais características e parâmetros dos equipamentos e acessórios, instalados nas subestações, que podem limitar ou ampliar o nível de atendimento da carga em relação à nominal. No processo de avaliação, devem ser estudados e definidos os aspectos que permitem conhecer mais detalhadamente o estado de confiabilidade dos equipamentos em regime de operação normal ou em contingência. Para tanto, com base em insumos fornecidos pela área de manutenção, devem ser analisados, por exemplo, dados de ensaio indicativos quanto à condição atual dos equipamentos, que pode ser limitante quanto ao desempenho esperado. No caso de transformadores, por exemplo, tal condição poderá ser evidenciada por umidade excessiva nos enrolamentos, oxidação no óleo, distorções nos enrolamentos, descargas parciais etc. Para os demais equipamentos, outras condições devem ser estudadas e analisadas.

Após a definição dos fatores mais relevantes fornecidos pelos dados de manutenção e de posse dos resultados da avaliação, são analisados os dados operativos mais importantes (por exemplo, curvas de carga, corrente, tensão, temperaturas etc.) e as necessidades da operação para suprimento da carga em operação normal, operação programada e em contingência.

Todas as informações pertinentes são processadas de modo a contribuir para o desenvolvimento de algoritmo de cálculo, que deve fornecer os valores admissíveis de liberação de carga em diferentes condições dos equipamentos e cenários. Também devem ser indicados pela metodologia os pontos mais críticos no sistema, assim como aqueles que permitem maior possibilidade de exploração dos equipamentos e do próprio sistema.

Portanto, será possível solucionar problemas dos pontos críticos identificados, de modo a aumentar significativamente a disponibilidade e a confiabilidade de fornecimento.

No plano de trabalho foram apresentadas as seguintes etapas para desenvolvimento do projeto:

- a) Planejamento e adequação de cronograma.
- b) Pesquisa sobre o estado da arte.
- c) Levantamento de dados sobre o sistema e equipamentos. Levantamento de campo para identificação de problemas. Análise dados e avaliação preliminar. Identificação de pontos críticos. Definição de parâmetros de acompanhamento.
- d) Avaliação de estado de equipamentos e os impactos no sistema elétrico. Identificação de possíveis causas de problemas em razão da perda de confiabilidade. Propostas preliminares para desenvolvimento da metodologia de avaliação. Definição dos aspectos de maior relevância para a metodologia.
- e) Análise das possíveis causas de problemas em razão da perda de confiabilidade e propostas de solução. Análise de dados e avaliação de resultados da base estudada. Estabelecimento dos requisitos e desenvolvimento do contorno do modelamento da metodologia.
- f) Análise do desempenho de sistemas de medição de temperatura para avaliação da confiabilidade dos dados de temperatura a serem empregados no estudo.

- g) Estabelecimento de critérios e parâmetros de avaliação do estado de confiabilidade dos equipamentos. Desenvolvimento de algoritmo para cálculo da liberação de carga. Avaliação dos parâmetros fornecidos para otimização dos cálculos. Refinamento da metodologia. Teste preliminar de conformidade da metodologia. Avaliação de resultados.

- h) Elaboração e seleção de área para realização de estudo de caso.

Além do estabelecimento do “estado-da-arte” deste projeto de pesquisa e desenvolvimento, foram apresentados os formulários para coleta e tratamento de dados e para aplicação da metodologia, representada pelo equacionamento apresentado no item (g).

Nas etapas que se seguiram foram coletados, e analisados, dados de vários transformadores, onde foram apresentados dois exemplos completos de como esta coleta de dados é realizada e os principais procedimentos para ajustar alguns parâmetros.

O modelo proposto aplica-se a transformadores e autotransformadores de:

- a) **Classe 55°C:** são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 55°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 65°C; e
- b) **Classe 65°C:** são aqueles cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos, acima da ambiente, não excede 65°C e cuja elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento, acima da ambiente, não excede 80°C.

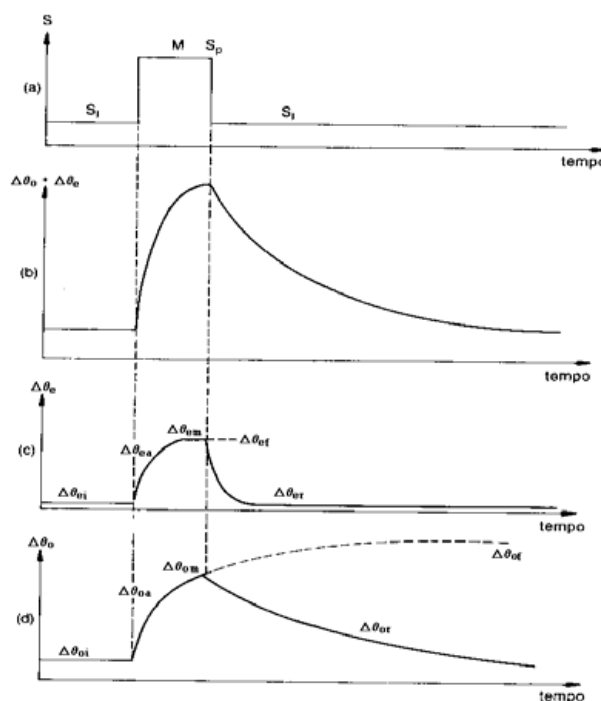
Ainda, neste modelo, foram utilizadas as seguintes definições:

- **Temperatura do óleo:** Temperatura do ponto mais quente de toda a massa de óleo isolante no tanque do transformador.
- **Imagem Térmica:** Dispositivo desvinculado fisicamente do enrolamento no qual simula-se a temperatura do ponto mais quente do cobre.
- **Potência Nominal:** Capacidade do transformador, em MVA, submetido a 40°C ambiente e a corrente nominal, conforme estabelecido na NBR 5356.
- **Temperatura Nominal:** Temperatura de 105°C conforme estabelecido na NBR 5416/97.
- **Temperatura Ambiente:** A temperatura ambiente é um fator importante para a

determinação da capacidade de carga do transformador, uma vez que a elevação de temperatura para qualquer carga deve ser acrescida à ambiente para se obter a temperatura de operação. Preferencialmente, utiliza-se a medição da temperatura ambiente real para se determinar a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a capacidade de carga do transformador.

- **Ciclo de Carga:** Os transformadores, usualmente, operam em um ciclo de carga que se repete a cada 24 horas. Este ciclo de carga pode ser constante ou pode ter um ou mais picos durante o período de 24 horas.

- **Elevações de Temperaturas do Óleo e do Enrolamento:** Quando aplicado um ciclo de carga ao transformador, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento crescem e decrescem exponencialmente, conforme mostrado na Figura 1.



- (a) Ciclo genérico com dois níveis de carga;
- (b) Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre o ambiente;
- (c) Elevação de temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo;
- (d) Elevação de temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente

Figura 1 - Ciclo genérico com dois níveis de carga e temperaturas resultantes

III. RESULTADOS ALCANÇADOS

Observou-se que, para os valores calculados do carregamento confiável em operação normal (105°C), nenhuma simulação apresentou problemas.

Entretanto, nos valores calculados do carregamento confiável planejado (120°C), algumas unidades já apresentaram problemas com o surgimento de bolhas, na condição de emergência, como foi o caso das unidades das S/E's Três Passos, Cerro Largo e Tupanciretã.

O mesmo ocorreu com estas S/E's, mais a de Cruzeiro, na simulação dos valores calculados do carregamento confiável em emergência (130°C). Convém observar que a unidade de Tupanciretã apresentou formação de bolhas já na condição normal de operação.

No estudo específico de formação de bolhas, descrito no item anterior, à exceção da unidade de Cachoeirinha 2, todas as demais unidades apresentaram formação de bolhas.

Ainda sobre estudo de formação de bolhas, foram observadas algumas restrições para as seguintes unidades:

- **Três Passos:** Haverá formação de bolhas já após 75 minutos do início da contingência de 1,23 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 116,8°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,09 pu por 4 horas.
- **Cerro Largo:** Haverá formação de bolhas já após 78 minutos do início da contingência de 1,23 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 116,8°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,1 pu por 4 horas.
- **Cruzeiro:** Haverá formação de bolhas já após 89 minutos do início da contingência de 1,31 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 127°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,23 pu por 4 horas.
- **Tupanciretã:** Haverá formação de bolhas já após 57 minutos do início da contingência de 1,31 pu por 4 horas. A formação de bolhas se dará a 123°C no enrolamento. O transformador só poderá sofrer contingência de 1,23 pu por 4 horas.

IV. CONCLUSÕES

As principais conclusões estão apresentadas na Tabela 2, a seguir. Foram utilizados os principais critérios para análise dos resultados:

- **NORMAL:** Ciclo de carregamento em condição normal de operação. Apesar da Norma Brasileira NBR 5416 adotar como limite de confiabilidade para carga o valor de 2% (máximo), os transformadores estudados apresentaram na totalidade da amostra, confiabilidade para carga em solicitações normais, até a temperatura de 105°C, representada pela cor azul clara na Tabela 2. A capacidade real destes transformadores variou entre 10% e 15% acima da capacidade nominal de fábrica para as solicitações térmicas advindas da carga e da temperatura ambiente.
- **PLANEJADO:** Ciclo de carregamento em condição de emergência de longa duração. Para atendimento a contingências de longa duração, até 120°C também a totalidade dos transformadores da amostra apresentaram confiabilidade para carga. Eles estão na Tabela 2 em cor amarela por terem ultrapassado 80% do valor limite da pressão máxima admissível antes da ocorrência de formação de bolhas.
- **EMERGÊNCIA:** Ciclo de carregamento em condição de emergência de curta duração. Para atendimento de emergências de curta duração, 71% dos transformadores (5 em 7) apresentaram formação de bolhas com possibilidade de falhas durante transitórios no sistema elétrico. Conforme código de cores estabelecido, esta situação está anotada na Tabela 2 em cor vermelha.

Quanto aos equipamentos associados a estes transformadores nas instalações, 28,5% (2 em 7) estão sub-dimensionados para os níveis de carregamento confiáveis admissíveis.

Em todos os casos, o limite térmico dos transformadores foram determinados pelo enrolamento, sendo que, em nenhum deles, a temperatura do óleo isolante foi limitante.

Os valores do carregamento NORMAL devem ser adotados pelo Planejamento da Expansão do Sistema da RGE como limite de carregamento nominal, uma vez que estão limitados à temperatura nominal de cada transformador analisado. Já o carregamento PLANEJADO e de EMERGÊNCIA, indicados na Tabela 2 pelas cores de fundo VERDE ou AMARELO, estão

liberados para a Operação do sistema, como reserva quente em atendimento a contingências. Para utilização plena dos carregamentos confiáveis aqui liberados, deve-se recalibrar os respectivos termômetros para 130°C.

V. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Allan, D. et al. "Studies of the Condition of Insulation in Aged Power Transformers Part 1 - Insulation Condition and Remnant Life Assessments for In-Service Units," *Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM-91)*, Tóquio, Jul. 1991, pp. 1116-1119.
- [2] ASTM D 4243-R3, "Standard Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards", ASTM, Philadelphia, 1983.
- [3] Barrotti, S.L.H. and Bergman, S. "Tipos de Papel." *Celulose e Papel*, 2 ed., São Paulo, SENAI/IPT, 1988, v. II, cap. VII, pp. B19-842.
- [4] Bassetto F., A. and Mak, J., "Analysis of the Degree of Polymerization of Paper Samples from Service-Aged Transformers," *Minutes of the Fifty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients*, 1990, Sec. 10-5.1.
- [5] Bassetto F., A. and Mak, J. "Determination of the Degree of Polymerization of Paper Microsamples from Power Transformers," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-17.1.
- [6] Bassetto F., A. et al. "Assessment of the Optimum Reclamation Time for Uninhibited Insulating Oils by Infrared Spectroscopy," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 10-4.1.
- [7] Bassetto F., A. et al. "How the Products from Insulating Oil Degradation Can Affect the Life of Transformers," *CIGRE Paper 12-104*, 1992.
- [8] Bozzini, C.A., "Transformer Ageing Diagnosis by Means of Measurements of the Degree of Polymerisation. Results of New Experiments," *CIGRE Session*, Paper 12-08, 1968.
- [9] Clark, F.M., "Factors Affecting the Mechanical Deterioration of Cellulose Insulation," *AIEE Transactions*, vol. 61, Oct. 1942, pp. 742-749.
- [10] D'Almeida, M.L.O. et al. "Composição Química de Materiais Lignocelulósicos" *Celulose e Papel*, 2 ed., São Paulo. SENAI/IPT, 1988. v. I. cap. III. pp. 45-106.
- [11] Darveniza, M. et al. "Studies of the Condition of Insulation in Aged Power Transformers Part 2 - Fundamental Electrical and Chemical Considerations" *Proceedings of the 3rd International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM-91)*, Tokyo, Jul. 1991, pp. 1120-1123.
- [12] Dominelli, N. et al. "Recent Developments in Paper Degradation Products Analysis," *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-4.1.
- [13] Fallou, B., "Synthese des Travaux Effectues au LCIE sur le Complexe Papier-Huile," *Revue Générale de l'Electricité*, 79, Set. 1970, pp. 645-661.
- [14] Grant, D. "General Discussion of the Symposium on Monitoring Transformer Aging," *Minutes of the Fifty-Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-24.1.
- [15] Griffin, P.J. "Monitoring the Integrity of Cellulose Insulation in Order to Determine Power Transformer Life". *Minutes of the Fifty-Seventh Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, sec. 6-16.1.
- [16] Griffin, P.J. & Christie J. "Effects of Water and Benzotriazole on Electrostatic Charge Generation in Mineral Oil/Cellulose Systems". *Third EPRI Workshop on Static Electrification in Power Transformers*, San Diego, Jan. 1992.
- [17] Griffin, P.I., "Measurement of Cellulose Insulation Degradation: A Study of Service-Aged Transformers," *Minutes of the Fifty-Ninth Annual International Conference of Doble Clients*, 1992, Sec. 10-4.1.
- [18] Griffin, P.I. et al., "Measurement of Cellulose Insulation Degradation," *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-3.1.
- [19] Guinic. P. et al. "Transformer Aging and Replacement Policy (an Overview)." *Minutes of the Fifty Eighth Annual International Conference of Doble Clients*, 1991, Sec. 6-20.1.
- [20] IEC Publication 450. "Measurement of the Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Paper," 1974.
- [21] Lampe, W. and Spicar, E. "The Oxygen-Free Transformer, Reduced Ageing by Continuous Degassing." *CIGRE Paper 12-05*, 1976.
- [22] Lampe, W. and Spicar, E. "Influence of Different Stress Factors on the Dielectric and Mechanical Strength of Oil-Cellulose Insulation," *CIGRE Session*, Paper 15-05, 1978.

- [23] Lampe, W. et al. "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation Systems in Service," *IEEE PES Winter Meeting*, New York, A 78 111-7, 1978.
- [24] Lawson, W.G. et al. "Thermal Aging of Cellulose Paper Insulation," *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, v. EI-12, n. 1, 1977, pp. 61-66.
- [25] McNutt, W.J. "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides," *Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, Jan. 1992, pp. 392-398.
- [26] McNutt, W.; Bassetto F., A.; Griffin, P.J. "Tutorial on Electrical-Grade Insulating Papers in Power Transformers". 1993 Doble Client Committees Fall Meeting, Charleston, Out. 1993.
- [27] Oommen, T. V. & Arnold. L.N. "Cellulose Insulation Materials Evaluated by Degree of Polymerization Measurements," *Proceedings of the 15th Electrical Electronics Conference*, Chicago, Oct. 1981, pp. 257-261.
- [28] Oommen, T. V. et al. "Furanic Compounds Analysis by GC-MS, and Its Diagnostic Value for Transformer Insulation Aging." *Minutes of the Sixtieth Annual International Conference of Doble Clients*, 1993, Sec. 10-5.1.
- [29] Shroff, D.H. & Stannett, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", *IEE Proceedings*, 132, Nov. 1985, pp. 312- 319.
- [30] Silva, V.L.A. & Vieira. C.L.S. "Correlação dos Critérios para Avaliação do Envelhecimento Térmico de Equipamentos Elétricos," *XI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, RJ/GEM/16, 1991.
- [31] Unsworth, J. and Mitchell, F. "Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography," *IEEE transactions on Electrical Insulation*, v. 25, n.4, Ago. 1990, pp 737-746.
- [31] Vergne, J. et al. "Vieillissement du Complexe Papier-Huile dans les Transtormateurs." *Journées d'Etudes de la Societé de Electricians et de Electoniciens*, Gif-Sur-Yvene, Nov. 1989, pp. 69-72.

TABELA 2 - Capacidade Real Disponível no Sistema Elétrico de Potência da RGE - Instalações-Piloto

S/E	Subestação		Transformador		Limitação			Equip. Associados		Carregamento Admissível						Carregamento Máximo Liberado ?
	Relação	Posição	Potência (kVA)	Nº Série	Umidade	Bolhas	Temperatura	Tipo	Limite (A)	Normal		Planejado		Emergência		
										(pu)	(A)	(pu)	(A)	(pu)	(A)	
Cachoeirinha II	69/23	TR-1	42.000	114754	1,70	Ausente	Enrolamentos	OK		1,10	1.156	1,23	1.296	1,31	1.385	SIM
Caxias 1	69/13,8	TR-1	18.000	17003	2,20	Crítico	Enrolamentos	Disjuntor GerBT	800	1,15	864	1,26	945	1,34	1.009	NÃO, fazer: S2 S1
Cerro Largo	69/23	TR-1	12.500	114770	2,20	Crítico	Enrolamentos	OK		1,10	344	1,23	386	1,31	413	NÃO, fazer: S2
Cruzeiro	69/23	TR-1	25.000	100321-2	2,30	Crítico	Enrolamentos	Disjuntor GerBT	800	1,11	697	1,23	774	1,31	824	NÃO, fazer: S2 S1
Três Passos	69/23	TR-1	12.500	114769	2,50	Crítico	Enrolamentos	OK		1,10	344	1,23	386	1,31	412	NÃO, fazer: S2
Tupanciretã	69/23	TR-1	12.500	114768	2,15	Crítico	Enrolamentos	OK		1,14	357	1,23	386	1,31	413	NÃO, fazer: S2
Vacaria	138/23	TR-1	25.000	114750	2,15	Eminente	Enrolamentos	OK		1,12	705	1,25	787	1,34	839	SIM

Soluções: **S1** Substituir equipamentos associados ao transformador por outros com capacidade nominal maior (barramento, seccionadores, conectores, TCs, disjuntor geral BT ou outros).
S2 Secar os enrolamentos do transformador para eliminar a formação de bolhas.

Código de Cores no Corpo da Tabela:

Liberado

Liberado com Restrição

Valor Crítico Atingido